目　录

第一篇　地质背景：沉积盆地和沉积作用

> “……大盆地的充填期间是造山运动在时间和空间上最重要的时期，而构造期的划分却将其看成造山运动之间的静止时期。
>
> 这个事实反映了兴趣发生偏离的那种典型的观众心理，就是说，对大多数观众来讲，他们关心的只是赛跑的结果而不是竞赛过程，尽管竞赛占的时间要长些。”
>
> **E.WEGMANN**

油气矿床是漫长的沉积、构造和水文地质发展过程的结果。它与沉积盆地本身的性质，首先是形成盆地的沉降运动的性质有关。没有盆地，就没有石油。因此，为了下面叙述方便起见，有必要简要回顾一下若干直接控制烃类聚集分布的沉积事件。

沉积盆地和油气区

油气地质与全球地质和地质动力学等事件紧密相连，大致从大到小可分为三级：全球构造，盆地的地质动力事件和沉积作用。

第一级单元为岩石圈板块规模，其动力特征有拉张、聚敛和转换。众所周知，被动大陆边缘与拉张地带相连，其特点是一些广阔而基本未发生形变的沉积棱柱体。聚敛或俯冲带，依其板块的陆壳或洋壳性质的不同，有雁行排列的山脉、褶皱的山脉或岛弧，也就是一些混杂的常带有火山岩的沉积集合体。最后是转换断层带，伴生有大的剪切断层，经常出现一些走向滑动盆地。

沉积盆地深刻地反映了板块的地质动力学特征，而不是仅仅反映其区域的地质背景。从第二级单元看，沉积盆地一方面表现出与全球构造总背景有一定的亲缘关系，也表现出实际的独立性，即表现为复合性和形式上的聚敛现象。

人们注意到，许多裂谷盆地与板块离散运动有关，如被动大陆边缘盆地和第三纪三角洲盆地，而一些冒地槽型的压性盆地，则与俯冲带密切相关。

但是，在陆内和聚敛带某些地区，还有一些裂谷，许多裂谷和地堑表现为剪切断层的特点，是挤压作用的具体体现。

沉积作用为第三级，其在时空上均比较有限。有些类型不同的盆地却只有一种沉积古地理，以致把彼此的特点都混淆起来，如盆地和地台系、地槽系等；又如在沉降区和地台区的近岸岩系以及稳定的地堑型盆地的礁建造等，大多都很相似。

油气区基本上与盆地同属一个规模，是盆地地质动力学及其充填作用的结果。考虑到沉积因素的情况，油气区的定义和划分跟盆地是显然不同的。

在本书的第一篇，我们将从油气观点来讨论沉积盆地以及沉积环境和沉积作用一般的或较为令人感兴趣的方面，而油气区研究的主要部分编在本书的第三篇里。

1 沉 积 盆 地

“组成大地构造的各个构造的体积、面积和线条不是静止不变的，因为地质历史是发展的，构造运动过去建造这些东西，现在也依然在建造这些东西。”

E.ARGAND

（*La Tectonique de l' Asie*） *1922*

BALLY（1975）把一定体积内拥有统一沉积物——厚度在 1km 以上——的沉降区定义为沉积盆地。这个定义将盆地划在以正向为主的稳定地盾和深受剥蚀和构造活动强烈的地质单元之间和以外。

沉积盆地常常在造山运动以后表现出来，有固定形态和易见的轮廓。但沉积盆地在造山运动以前也能发展，当其经过长期的构造变动之后，就会产生一些褶皱和断层，多少会抹掉和掩盖其本来的特征，并使盆地研究工作变得更加困难，甚至使盆地研究成为不可能的事。

盆地是沉积物堆积在多少呈凹状的基底上形成的。基底沉积代表新沉积作用的开始，它通常表明与过去有一段沉积间断的历史。因此有不整合盆地之称，这个术语实际上很通用。从盆地沉积厚度等值线图看，它是闭合线的集合体。这个集合体若从盆地边缘到盆地深部来看，它可算是个沉积棱柱体。

地球表面有各种各样的沉积盆地。研究沉积盆地，使我们既能够了解地质动力学的不同背景，也能够了解盆地在各个地质时代不同的演化阶段。板块构造能够使我们从具有内在联系的整体角度，既在空间上也在地质动力学和演化历史上来看待今天的盆地。这样，可以从一些主要的沉积盆地中，归纳其相互关系和大致的演化过程（BALLY 和 SNELSON, 1980; HSU, 1982; KLEMME, 1980; PERRODON, 1983）。

沉降作用

沉积盆地的特征首先受沉降作用的控制。近年来，有关这方面的著作对若干在时间上和空间上相互交替的成因指出了其差异性。

沉降作用通常受制约于构造运动的发动机制，而构造机制与两个大的地质动力学背景有关：地壳的变薄作用，属于拉张作用体制，伴随有热流上升，与裂谷作用对应；地壳的弯曲作用或地槽式的褶皱作用，属于以挤压为主的体制，常见于俯冲带，其热流作用较弱，处于静态不平衡之中，一般与造山系相关。

前者常常随后发生热沉降，这是地壳较重物质涌上来后随时间而冷却引起的，其冷却过程呈指数曲线，随下陷速度的变小而逐步减弱(BOTT, 1976, 1979; BRUNET, 1981; KEEN, 1979; MCKENZIE, 1978; PERRODON 和 MASSE, 1983; READING, 1982)。

沉降作用有不同的发动机制，随着时间的推移可能由重力作用所代替，这与水的、沉积物的或者推覆体的载荷作用下的均衡调整是一致的。然后，沉积物的压实作用明显地变慢，沉降作用在地表的反映就变缓起来。

沉降作用的两个发动机制（地壳的变薄作用和弯曲作用）属于两个大的盆地演化过程，前者发生在板块内，后者发生于岩石圈板块的边缘。

1.1 板块内的盆地

从油气观点出发，原始地壳的变薄作用最重要的结果主要有如下的特征：①从大地构造学来看，总的制约体制为拉张作用——膨胀作用和转换拉张作用；②从地热角度看，表现为上升的热流随后逐渐降温，恢复到其平均值。

其它如沉积的特征，则随盆地的演化而发生变化。

一般来讲，开始为裂谷作用阶段或年青阶段，随后演化为地台盆地，或者在大洋扩张以后，演化为被动大陆边缘盆地（图 1）。

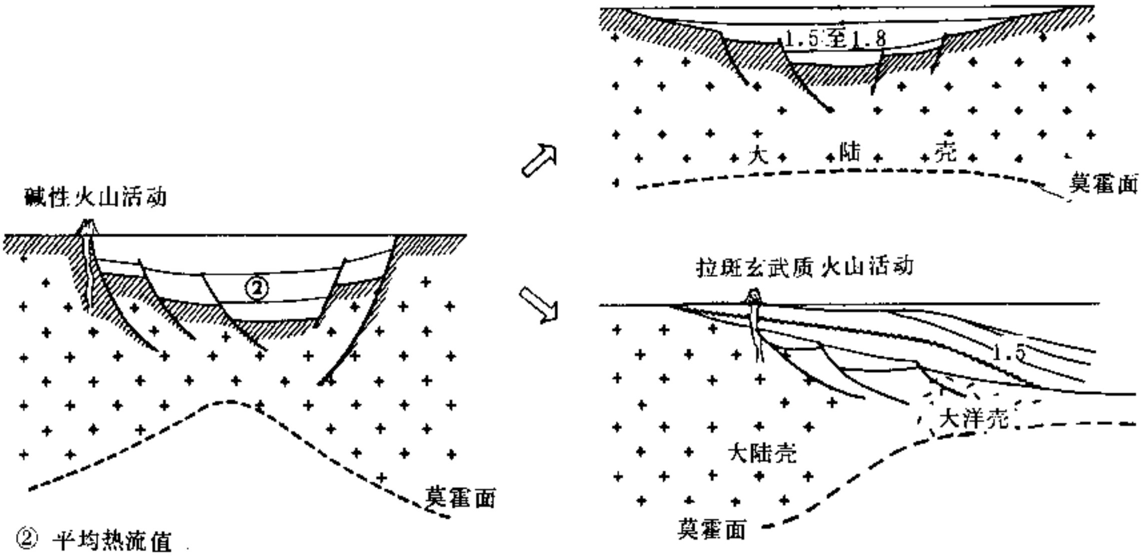


图 1　板块内盆地演化图

1.1.1 大陆裂谷

大陆裂谷一般形成于地壳深部的不均质带，多出现在地壳大的横推断层的尾端，常见于区域上的高山带（MASSE，1983）。

然而，大陆裂谷也能产生于地台盆地（如苏伊士湾的 Rhénan 裂谷），或者产生于膨胀作用的造山带（如维也纳盆地和 Transylvanie 盆地）（JIRICEK 和 TOMEK，1981；HORVATH 和 ROYDEN，1981）。

地壳变薄作用形成的大陆裂谷，其最大特点是：①地球物理表现为正布格异常；②地热表现为高的地温梯度（约 2HFU）。

火山活动不强烈，属碱性类型，多在早期发生。

这类裂谷在大地构造上受控的总机制为拉张作用、膨胀作用和鲜为人知的转换拉张作用。膨胀作用的应力通过不弯曲的犁状正断层进行释放，一系列倾斜的断块是膨胀的主体（图 2）。该图在美国的《Basin and Range》（BRUN 和 CHOUKROUNE，1983）一书中已作过分析。

构造成因的沉降作用，首先是沉降速率快，约 200～400m／Ma，然后因热流降温而使之逐渐变慢。与此同时，断层活动也自行减弱，喷发高峰期的反向断块让位于同向断块，这

是由于新的沉积物掩盖了老的地质事件。一系列膨胀力的作用结果，便形成了剖面上不对称的狭长盆地。

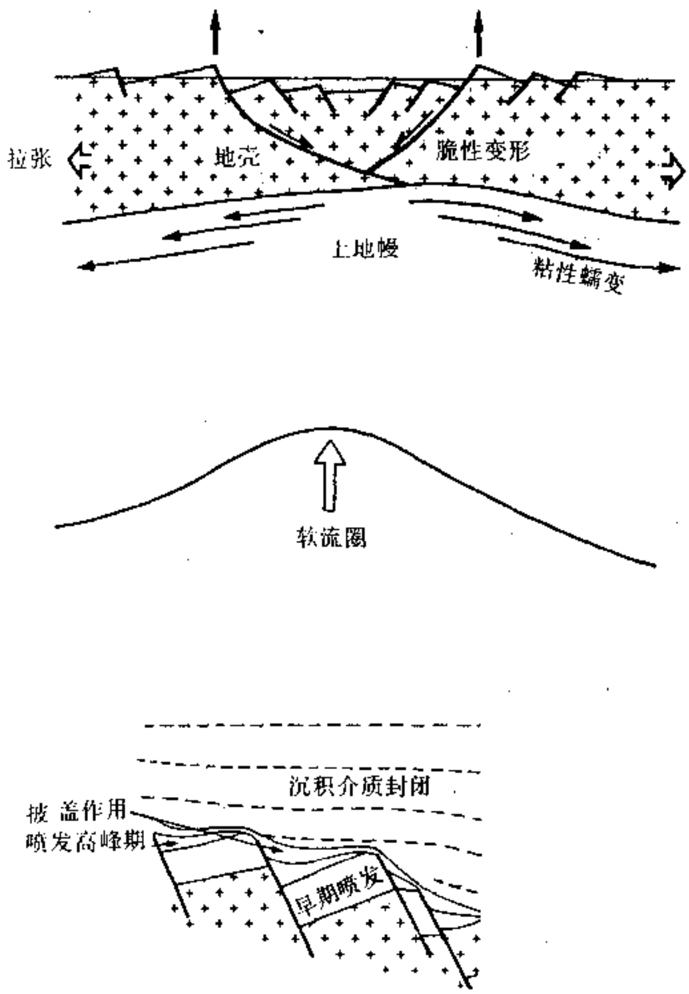


图 2　裂谷总流程图和断块体系结构的演化过程详图

陆内的滑动作用形成一些象巨大裂口那样（图 4，图版 3）的菱形或三角形盆地，常被称为菱形地堑或拉裂盆地。它不一定伴随地壳的变薄作用，与典型的裂谷有些不一样，其主要差别在于形成一些斜的有时是反向的断层和一些雁行式的褶皱（图 3），尼日利亚的 Bénoué 盆地是一个很好的例子（ALLIX，1983；HARDING 和 LOWELL，1979；HARDING，1982；AYDIN 和 NUR，1982;，MANN 等人，1983）。

从沉积观点来看，由裂谷作用到快速沉降作用的这个初始阶段，表现为加深作用和湖相或海相沉积介质的围限环境，然后是裂谷逐渐被分选差的不同时代的沉积物所充填。沉积速率至少在 10Ma 或几千万年的较短时期内会变快。苏伊士湾盆地（图 150）、Reconeauo 盆地（图 151）、维也纳盆地（图 159）等均属此类。

这种快速埋藏的结果，使裂谷型盆地的水动力机制总体表现为离心型（COUSTAU 等，1975）（图 5）。

1.1.2 地台盆地

如果各个地台盆地初始阶段不一定都形成裂谷，那么对其考察的结果却会发现越来越多的初始裂谷相。这些相具有一定的重要意义，其过渡形式都介于简单裂谷和宽阔的地台盆地之间，如巴黎盆地（图 4）、密执安盆地（图 146）和西西伯利亚盆地（图 178）等。锡尔特盆地（利比亚）或松辽盆地（中国）（图 6）也是过渡型盆地的例子。

这些地台盆地的特点是整体稳定性大，相应的陆壳厚度不大不小，位于正常的岩石圈之上和具有一般的热流值。盆地的制约机制为拉张-膨胀作用，常常是转换拉张作用，形成一些弧形半径大的断褶块（DE RITO 等，1983）。

以上特征是沉降作用衰减的结果，其速率降至每百万年几十米，主要受热流作用和重力作用的制约。盆地的表面呈椭圆或圆形，面积可达 10^6km^2。

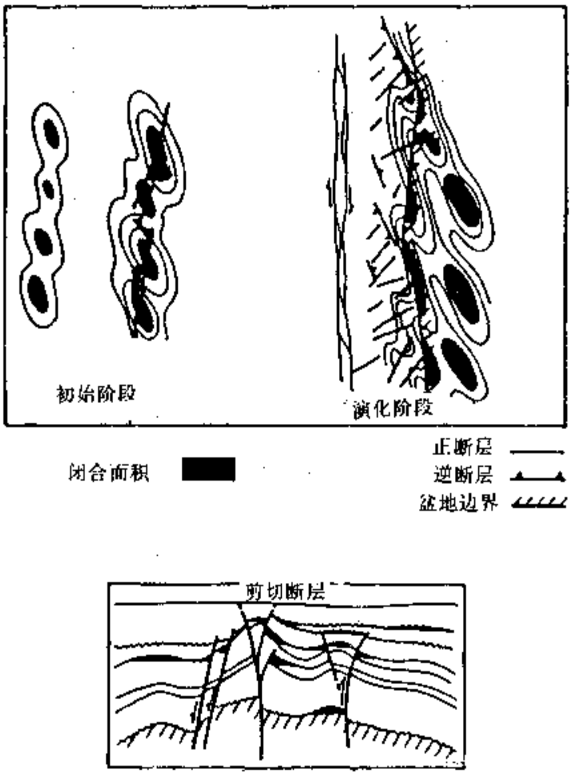


图 3　剪切盆地体系结构剖面示意图和平面图
（据 HARDIN 和 LOWEL，1979）

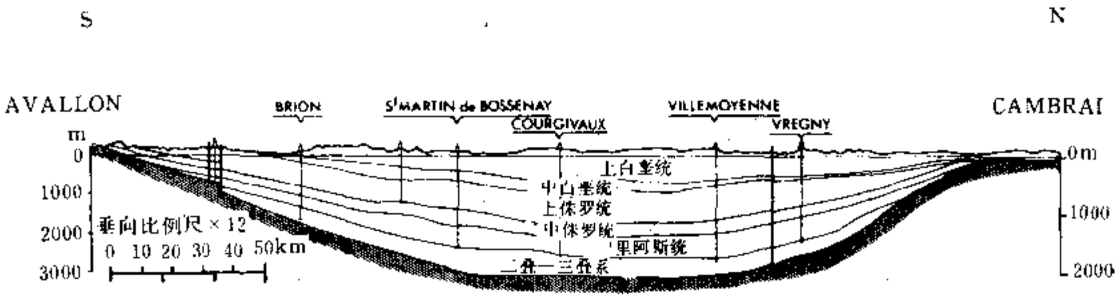


图 4　法国巴黎盆地横剖面图（据 HERITIER 和 VILLEMIN，1971）

在这广阔而稳定的区域里，沉积物一般埋深不大、均质且横向稳定，常见沉积间断。这些沉积常常形成巨大的正向层系，在盆地边缘可能有海侵沉积。海面升降运动和气候的变化尤其明显。

这些盆地的油气远景主要取决于它的沉积体积，也就是说，首先是沉降作用的强度，或者说初始裂谷阶段的持续时间。实际上，盆地的这种“不稳定性”不仅直接控制了沉积物的埋藏作用，而且也控制着弧形半径较大的构造变形。另外，有些滑动的断层也可以逐渐形成大规模的背斜褶皱。

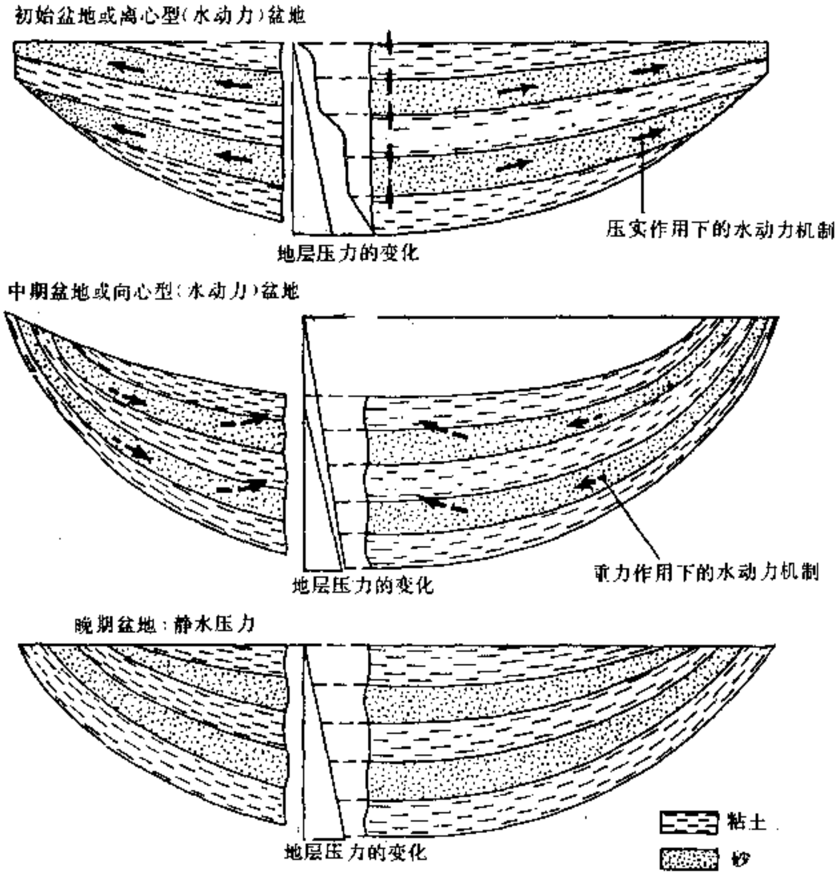


图 5 各期盆地主要的水动力机制图（据 COUSTAU 等，1975）

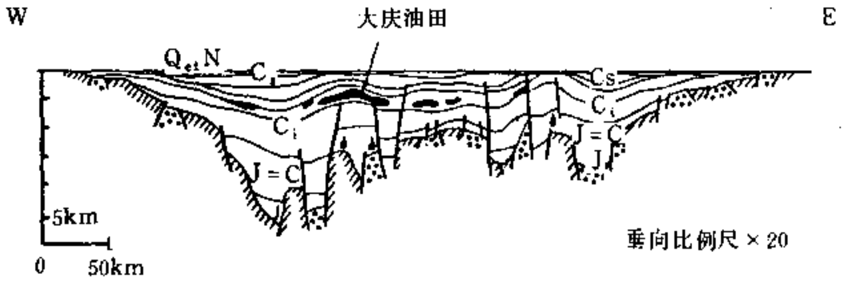


图 6 松辽盆地（中国）横剖面图（据 BAGGAN 等，1982）

在构造平静之后，这些地台盆地可能又恢复沉降作用，接受新的巨厚沉积物堆积，如北海一些北欧盆地（图 183、184），在那里，三叠系—下侏罗统的裂谷相之上，连续沉积启莫里支阶—下白垩统的地台相，接着为上白垩统—新生界的新沉降相。

这些不同的沉积期之间一般为区域不整合，构成各种类型盆地的边界。这些复合盆地可以称为多期盆地。

1.1.3 被动大陆边缘盆地

在某种情况下，大陆裂谷产生的拉张力可以继续起作用，直至断到陆壳并深达洋壳，从而在新的大洋两侧形成被动大陆边缘盆地，它们是在原始裂谷的基础上建立起来的。因此，

这些平行大洋延伸的盆地经历了两次切割的演化过程（REYRE，1984；SCRUTTON，1982；BRICE 等，1983）：①底部为大陆裂谷盆地，具地垒和地堑体系结构特征，沉积作用范围常常受到限制，分布不连续，热流值高，常有初期的拉斑玄武质的火山喷发；②上部多少具过渡性质，为一些向海开阔的海相盆地，少见褶皱（底辟构造作用除外），为向海前积的海相地层（图 153、155）。

大陆边缘的地形直接控制着盆地的特征：大陆边缘狭窄的，盆地向大洋急剧变陡；大陆边缘宽阔的，若其边缘是一条脊或者是洋岸台阶，就可能发育一些局限分布的不同相带。

毫无疑问，有一些横推断层对这些盆地的形态影响较大。这断层薄弱地带实际上可以导致大河流成为沉积物的集中地，其堆积作用可构成厚大的“沉积中心”，以致最后成为三角洲盆地，如尼日尔三角洲（图 208、209）、湾岸区（图 195）、马更些三角洲（加拿大）和马哈坎三角洲（印度尼西亚）（图 158）等新生代盆地均属这类型的盆地（图 7）。

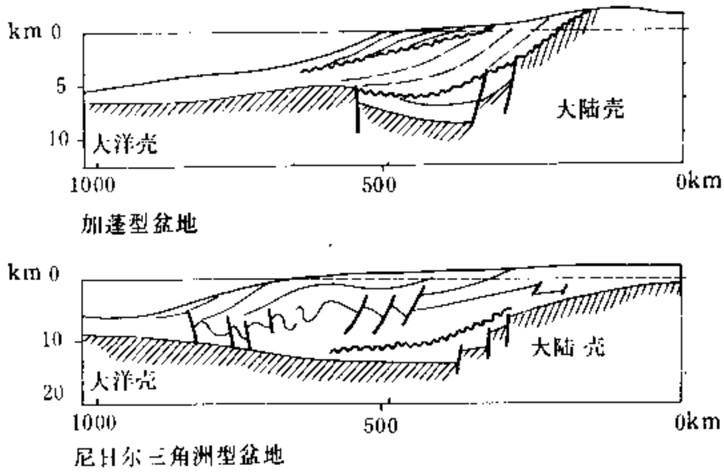


图 7　被动大陆边缘盆地剖面示意图

上图为简单型；下图为三角洲型

三角洲的碎屑物质不限于堆积在大陆斜坡上，在某些情况下，它可以扩展到开阔海，呈远端浊流沉积覆盖在广阔的洋底表面上，就象印度河流入阿拉伯海和恒河流入孟加拉湾那样。

另外，这些大的横推断层还可能引发一系列雁行式的断层和褶皱，如吉普斯兰盆地（澳大利亚）（图 156）。

在某些情况下，大陆裂谷在其它构造演化形式来临之前，很快就经受挤压或转换挤压的作用，使其直接转变成“褶皱裂谷”，如荷兰的 Haye 盆地便是一个很好的例子。

1.2 板块边界的盆地

彼此相邻的岩石圈板块碰撞带构成特别强烈的变形带，是明显的构造沉降区。地壳褶皱作用的结果，或在转换带形成滑动，或在板块会聚边界处产生与两种大的动力机制对应的挤压或膨胀作用。上述这些区域的特点，与板内盆地相反，其作用时间短而杂乱无章，以致人们基本上只能了解新生代的盆地，其中一部分与被动大陆边缘盆地关系密切。

1.2.1 转换带盆地

转换带盆地也称“拉裂盆地”。它是沿着大的滑动断层邻近力学不均处形成的。转换挤压应力常常随转换拉张力之后而来。

转换带盆地象四边形或三角形的长形凹陷，长宽比在 3～4 之间，其周边常与象“压力脊”的地垒为界，中间被一系列雁行排列的断层和褶皱所分割，如加利福尼亚州的一些盆地

(图 161、162、194)(AYDIN 和 NUR，1982)。

盆地的面积大小一般有限，但深度大。它常常发生在造山期后，因此直接受褶皱的强烈影响。

这类盆地的沉积速率快，沉积厚度大，在较短的时间内，可达 500m / Ma。跟裂谷盆地一样，转换带盆地的沉积介质因沉降速率与供给量的相对差别而显得水深，其热流值经常高于平均值。

1.2.2 俯冲带和碰撞带盆地

“俯冲作用是一个非常复杂的过程”(UYEDA，1983)。俯冲带和碰撞带盆地景观丰富多采、其大洋情况依然不清楚。

这种复杂性与板块接触的性质和板块的年代有关，也与贝尼奥夫面的角度和大陆或陆壳的残块存在与否有关，还与沉积充填作用规模有关(WALPER，1980；UYEDA，1983)。

可以大致根据大洋的自由俯冲作用和大陆边界的相对碰撞作用，具体阐述两个主要的关系(UYEDA，1983)。第一要深入了解与岛弧有关的盆地，第二是了解大陆的碰撞和盆地的继承性(即多期盆地的继承性)，多期盆地相应于前渊盆地。根据俯冲作用相碰的应力强度，有许多情况可能属于上述两种情景之间。俯冲遇到的障碍可能通过挤压和膨胀的交替作用而瓦解掉，如 Arc Egéen 弧 (MERCIER 等，1979)。

可以认为，西太平洋类型的岛弧系与安第斯类型岛弧系的不同之处在于前者地壳薄、温度较高和有安山岩、拉斑玄武岩的火山活动，因此，该碰撞系统表现为酸性的安山岩火山活动。这些特征还随时间而变化，地壳在变老的同时，其密度也在变大，从而改变了它的形态(UYEDA，1983)。

1.2.2.1 岛弧盆地

大洋中，俯冲作用是在低应力作用下进行的，同时产生岛弧系，从内带向外带表现为处于拉张作用的海底岛弧外侧，弧前盆地及其主要部分受挤压的加积柱，较为常见的一种非火山加积出露的岛弧和扩张的弧内盆地，火山岛弧和扩张的弧后盆地或大陆边缘盆地(图 8)。

爪哇盆地和苏门答腊盆地(图 9、211)正是这类盆地。

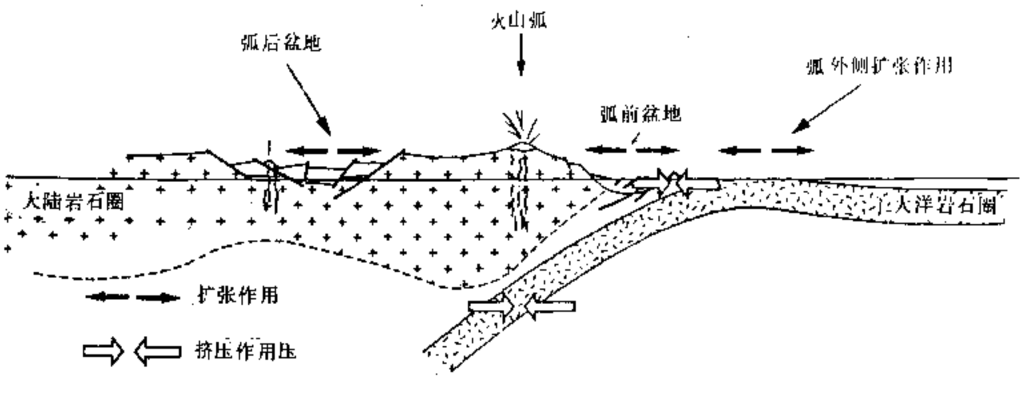
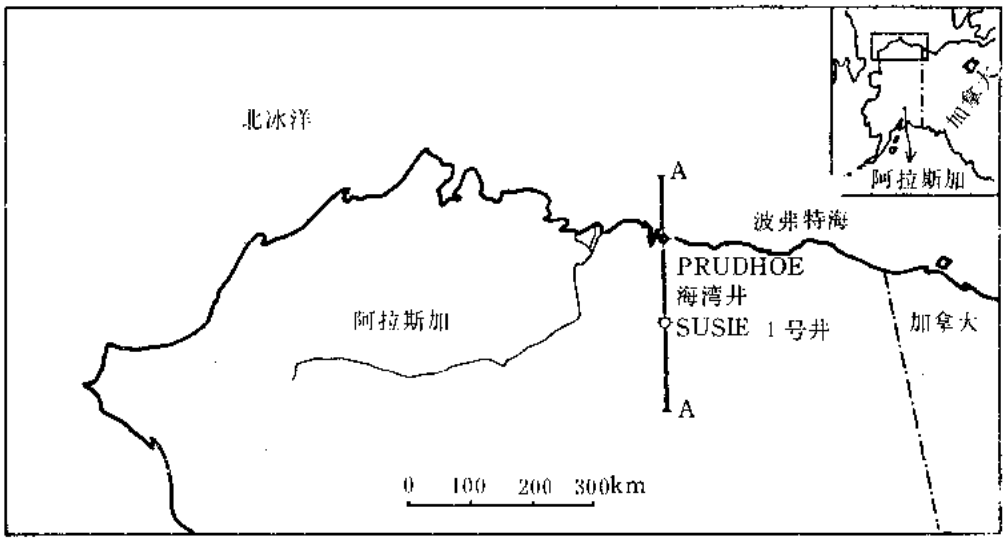


图 8　俯冲带弧前和弧后盆地示意图



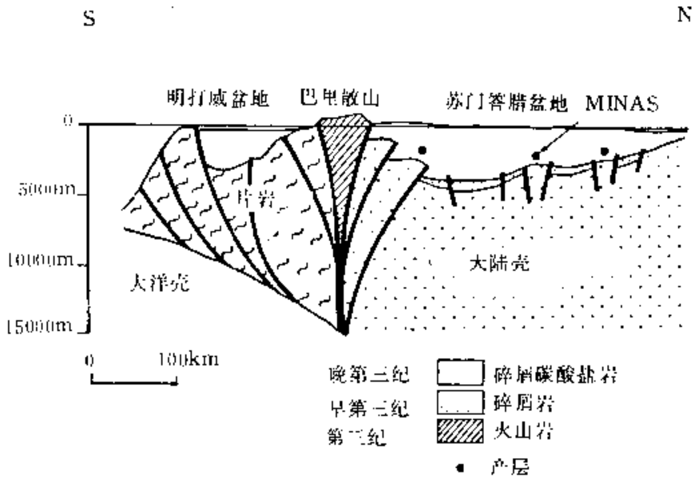


图 9 苏门答腊弧前和弧后盆地横剖面图（据 HUFF，1980）

弧前盆地

这些盆地位于火山弧前，在火山弧与洋底隆起之间，发育在俯冲带的洋壳之上。

除紧靠安山岩火山弧处外，这些盆地的热流值低于正常值，这里的沉积物受高压–低温变质作用的影响，区域大地构造背景为挤压作用。

加积柱本身也受挤压，它可能出露形成岛弧（非火山岛弧），并可能卧在某个主要滑脱面上（如日本的 Barbades 加积柱）。

这些弧前盆地的沉积体系结构通常比较复杂，常被切割成岩席、片状物和滑塌堆积物，其沉积作用不稳定、不完全，浊积物或多或少，沉积物以火山碎屑物占优势(DICKINSON 和 SEELY，1979；KARIG，1982)。这些盆地的油气远景不大。

弧后盆地或大陆边缘盆地

关于这类盆地的形成机制还有争议。正如其名称那样，它们位于安山岩火山弧后的火山弧与克拉通之间，仍属于大洋范围的盆地。区域构造背景为强烈的膨胀作用，这与地壳的断裂作用有关。地壳的断裂作用可延伸到深部，直至洋壳（大陆边缘盆地或新洋化作用盆地，

例如马里亚纳海沟），显然，这不是常说的大洋扩张机制。

通常这些盆地呈狭长形，其剖面不对称。盆地沉降作用最强烈和最不稳定的地带靠近火山弧。在盆地长期膨胀演化过程中，由褶皱作用和逆断层引起的剪切和挤压作用可能交叉出现。

由于地壳的变薄作用和偶尔强烈的侵入体影响，盆地的热流值一般高于平均值。

盆地沉积比较厚且变化较大，穿插有火山或火山碎屑层。有些盆地被认为是冒地槽沉积盆地。它们与前述盆地不同，分布有许多象爪哇和苏门答腊那样的油气区。

1.2.2.2 碰撞带的多期复合盆地

与板块俯冲作用同时发生，确切地说紧随其后发生的碰撞作用会形成一系列构造历史比较复杂的盆地，其特征表现为多旋回性或多次的区域不整合。大陆碰撞运动可能影响到无论是地台型还是被动大陆边缘型的盆地，至少在盆地的一个边缘产生以前渊为界的褶皱系。

这些前渊盆地的特点是沉降作用强烈，通常与地壳弯曲作用有关，沉积充填作用快，常表现为巨厚的负向沉积层系。前渊盆地常常叠置在较老的盆地上，在这个基础上，开始新的沉降历史。这样多旋回或多期盆地有许多分布于油气丰富的油气区里。

地台盆地或相对稳定的宽阔的被动大陆边缘盆地比较简单，只是靠大洋一侧会受到另一个板块的影响。碰撞作用初期在大洋一侧形成一个台阶或一条脊，可能有利于形成局限的沉积环境。沉积上白垩统的亚安第斯型盆地，位于圭亚那地盾与安第斯的科迪勒拉山脉之间，它可能就是这类盆地。

外阿尔卑斯“磨拉石”盆地（图 10）、阿巴拉契亚大盆地、西加拿大（图 187）、波斯湾（图 168）、可能还有伏尔加-乌拉尔（图 175）、北高加索（图 182）、东委内瑞拉（图 200）等盆地的演化史大致也是这样（KOOP 和 STONELEY，1982；PORTER 和 McCROSSAN，1982）。

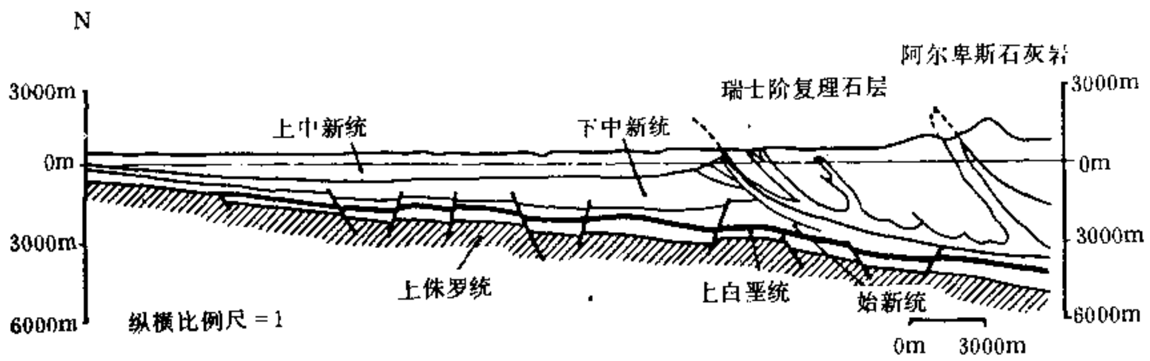


图 10 奥地利磨拉石盆地横剖面图

这些地质区的特点是在相对稳定的盆地上叠加一个沉降强烈的前渊盆地。从油气观点看，这样的特征有利于下伏可能的生油岩的深埋和晚期成熟作用。较为复杂的有阿拉斯加州、北冰洋陆坡地质区（图 11）。在该图上可以看到一个前渊盆地的古生界和中生界直至中白垩统，向北靠在一个前陆上，第三纪时随北冰洋的扩张作用而陷落，顺着海岸线划出一条枢纽带。

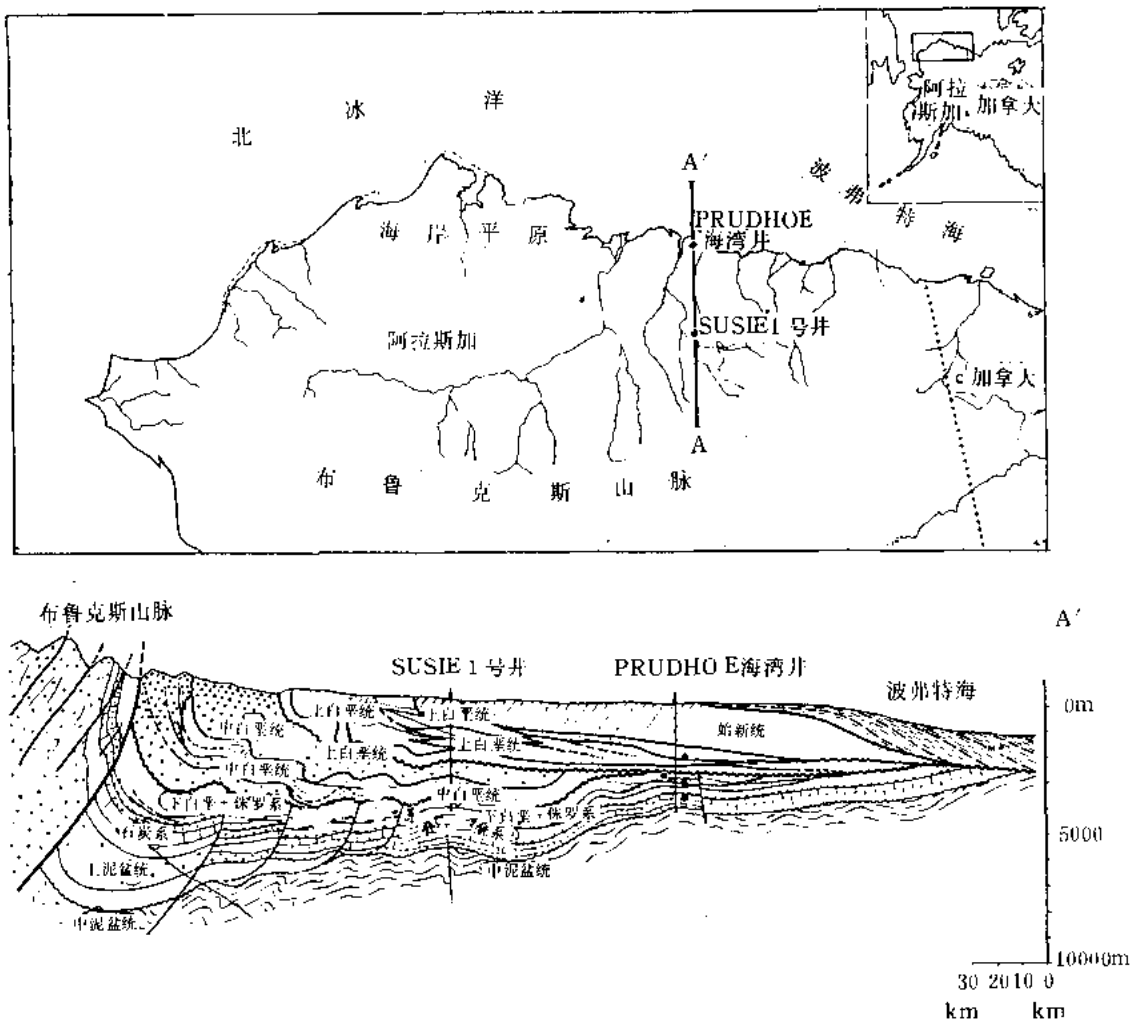


图 11 "北冰洋陆坡"北阿拉斯加盆地剖面图和平面图（据 BOUILLOT，1972）

阿奎坦盆地是在白垩纪大西洋扩张作用和第三纪比利牛斯造山运动期间产生的，它自三叠纪以来经历了一段复合的过程，最后至新第三纪，始终表现为主动沉降。盆地起因于三叠纪的裂谷作用，表现为陆源沉积作用和拉斑玄武岩活动。裂谷阶段以后，约 200Ma 前，为侏罗纪地台沉积，属于蒸发岩和泥质岩阶段的碳酸盐岩沉积。至晚侏罗世，盆地经受强烈的剪切运动，到晚阿尔布期达到喷发高潮，分别出现了一些小的但比较深的菱形地堑式海沟，如堆积浊流沉积的 Tarbes、Arzacq、Comminges 和 Parentis 等次一级盆地；该盆地的沉积速率达到 1000m／Ma。从 95Ma 前的晚白垩世直到始新世时为止，形成过程中的比利牛斯山脉边缘，在构造挤压的背景下，发展起一些前渊海槽，堆积巨厚的复理石沉积，到新第三纪时，转为造山期后的磨拉石沉积（图 12）（CURNELLE 等，1982）。各个不同的沉降海槽控制着主要的沉积分布，而构造的不稳定性必然使烃类的扩散和变质受到干扰。

马拉开波盆地也有复合的过程，而这对油气来讲却是很有意义的。它是白垩纪以来沉降带在时空上发生迁移的一个好例子（图 202）。当时，它可能属于大洋的沉降海槽相对稳定的东部陆缘，分布在今天的安第斯的科迪勒拉山脉的位置上。在这个地台上，连续沉积了砂

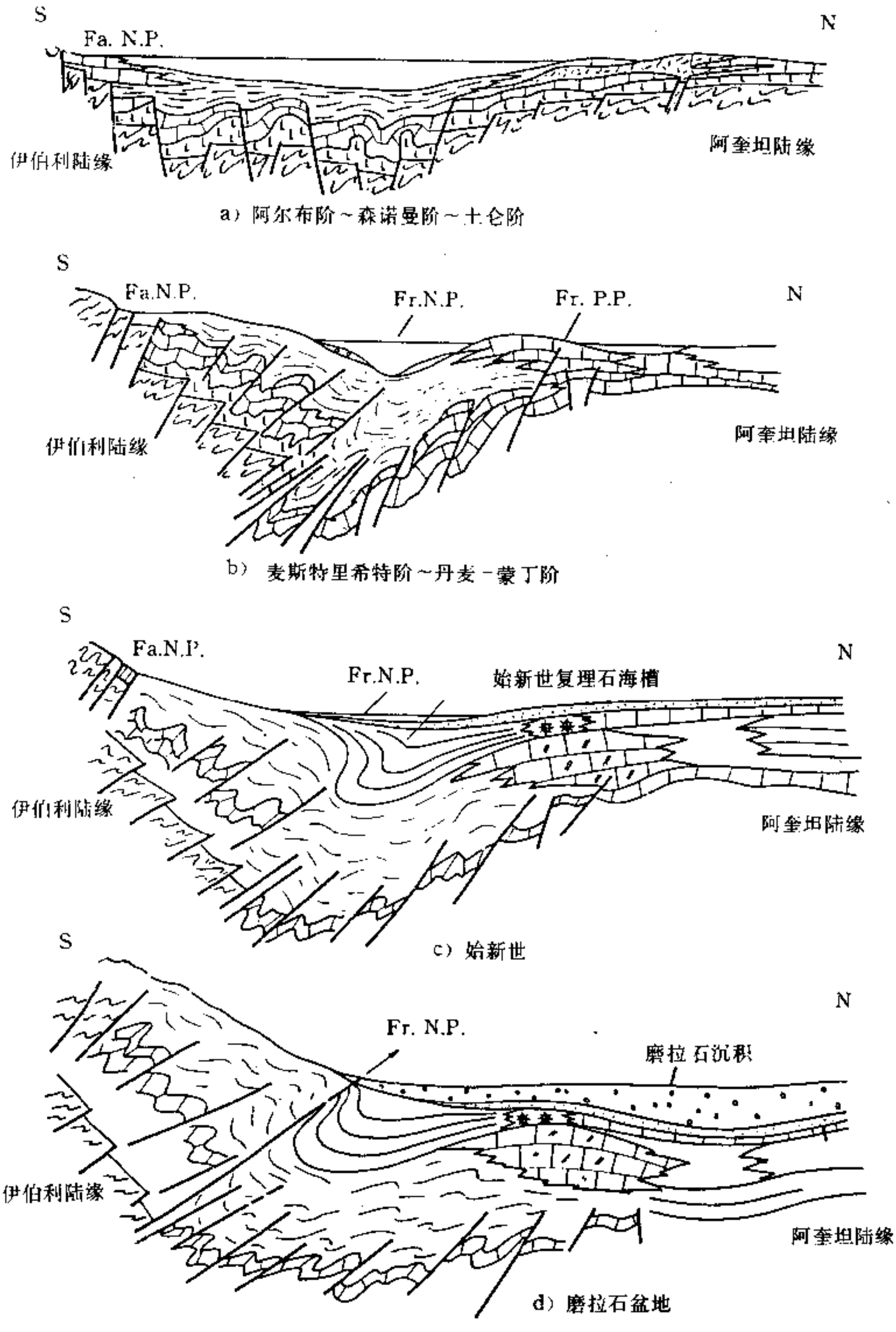


图 12 阿奎坦盆地地质剖面图（据 CURNELLE 等，1982）

岩、碳酸盐岩和泥岩层系。在以湖相过渡到古新世（65～55Ma 前）的煤系沉积为特征的海退期沉积之后，接着沉积了无前积作用，实际上是原地堆积的始新世三角洲层系，是一套厚度达 10km 的砂泥岩系。渐新世是新的海退期，开始时伴随上升和剥蚀作用，这期的三角洲沉积与始新世时的三角洲沉积为不整合关系。它的沉积中心在中新世时位于现在盆地的西部，上新世时在盆地的南边。它是一个深的前渊盆地，堆积厚度达 6000m 的三角洲沉积，向东南方向至雁列式的 Perija 山前逐渐变深。至今，马拉开波湖还在沉降（BOCKMEULEM 等，1983）。上述三套大的沉积层系都只堆积在这个盆地里，这正是该地质区油气来源丰富的原因。

沉积盆地的历史可以用沉降随时间变化的曲线来表示。这条曲线一般可以根据脱压实系数校正、沉积层系厚度、沉积介质的深度以及（有可能的话）海平面的变化等进行计算，虽然对后一个参数人们未提供一些参照曲线。

沉降的程度一般用每百万年多少米来表示，沉降速率越快，曲线的斜率越大（图 13）。

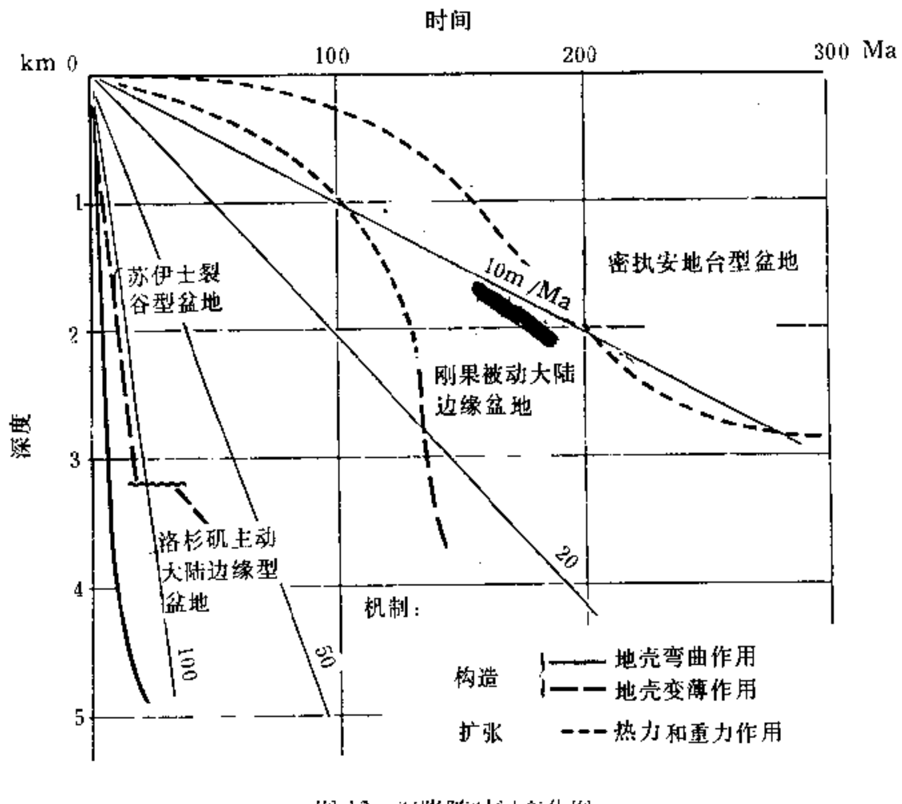


图 13　沉降随时间变化图

简单或单期盆地为一条曲线均匀的线。曲线总的向上凹，表明沉降作用随时间加快，属这样的情况有造山带型盆地、岛弧盆地或主动大陆边缘盆地等，如加利福尼亚盆地；曲线总的向下凹，说明构造作用变慢，如大陆裂谷。

从裂谷过渡到地台盆地或被动大陆边缘盆地，曲线特征为大幅度向下凹。这个向下弯曲反映构造作用机制由热沉降作用和（或）重力沉降作用所代替。

在裂谷型盆地中，再次沉降用曲线尾部划一条线表示。沉降周期的连续出现控制着烃类的生成和排出，对形成盆地的油气潜力起着主要作用。

2 沉积环境和沉积机理及其与油气的关系

“这种观点是承认到处都存在着不连续，
同时要在大尺度的连续内找到不连续。”

E.ARGAND

(*La Tectonique de l' Asie*)**1992**

对石油地质学和石油地质动力学起决定作用的沉积机理主要指不同时间、不同级的沉降作用和沉积作用。沉积物提供“肉”——生油岩、生油岩生成的烃、能够聚集烃的储集层以及保存烃的盖层。从另一个角度来看，时空上连续性较好的沉降作用有利于埋藏中沉积物的堆积和转化。

开始，沉积环境动力学能够为沉积建造分选各种各样的原材料，然后盆地动力学按照自身的一种体系结构方式去使用和组装这些材料。

下边，我们在对沉积和古地理之间的一般关系作些回顾之后，根据自然界的作用规律，接着探讨一下沉积环境的特征以及与埋藏作用有关的一些主要矿物的转化作用。

有机质的转化作用，将在“烃类的生成”（第二篇第 1 章）中予以详细讨论，本章只是提个头；事实上，有机质最连续、最具体，在大范围内，它的转化作用可以代替矿物的转化。

首先，盆地的大海运动常常控制着沉积的方式并间接影响到石油的特征。

一般来讲，大的海侵时期反映盆地有一定的稳定性和较慢的沉积速率，有大量的三角洲沉积物分布在冲积平原地带。相反，海退时期的特征则是沉降速率和沉积速率都变快。

然而，呈堤坝形的滨外沙坝在海侵时期可能堆积在台地上，常常构成极好的地层圈闭。

海侵的具体沉积是泥灰岩或泥岩或蒸发岩时，它为有效地保存下伏三角洲层系提供了极好的盖层，这样的地层常常是油气的主要层位。

2.1 沉积环境特征和沉积韵律

对岩相和大的地层界线起决定作用的沉积环境，直接影响沉积物的油气特征。这主要是沉积作用的几个因素，特别是古地形（短期）、水动力、生物作用和气候等变量相互作用所引起的动力效果。因此，沉积环境的能量可以看成是油气研究的第一个基本标志。

在开阔海环境中，低能量的沉积环境形成厚层碳酸盐岩、泥灰岩和泥岩，以及相似岩性的层系，但是在受限制的沉积环境中，低能量的沉积环境却富含有机质和蒸发岩，也就是说，它们大多是一些孔隙性和渗透性都差或者很差的岩石。

这些沉积环境常属于闭塞盆地或隔离盆地，富含以藻类为主的有机质，接受泥页岩、泥灰岩和碳酸盐岩的沉积，从而提供丰富的油气和众多而有效的盖层。

在能量为零或很低的沉积环境中，应特别指出的是，受限制的沉积环境可以有蒸发岩和腐泥质沉积伴生在一起，用石油术语来讲，就是说有高质量的生油岩和盖层，尽管蒸发环境有生油岩沉积只是一种可能。

富含藻类或浮游生物等有机质的黑色页岩经常呈薄层状，实际上其引人注目处在于它的

生油潜力。通常，黑色页岩是浮游生物强烈表面活动的结果，但品种有限，且缺少底栖生物。

这些沉积环境常存在于地台或碳酸盐岛，尤其是礁岛等水体完全停滞和成层的、并有一定深度的小盆地或凹陷里（BUSSON，1978）。

象水流能量较强的沉积环境底部，有碎屑物或碳酸盐流入物时，是大片砂体堆积的场所，无流入物时，常见动、植物机体。这两种情况的沉积物一般都具有良好的孔隙度和渗透性。

从气候的观点来看，湿度适中的气候（年平均降雨量为60～120cm的）最为有利，即有大量的泥质物等，因为泥质物与有机质有亲缘关系（TANNER，1978）。

石油通常不聚集在它的生成处，故不同沉积环境之间的过渡带特别有意义。封闭环境和储集岩之间的过渡带，与低角度不整合或与断层组合在一起的岩相带等意义最大。换句话说，盆地不同沉积物的分布状况，与其地形和历史一样，都是沉积盆地的基本因素。

2.2 沉降作用中的矿物转化

在新的沉积负载下，沉降作用使大量堆积的沉积物逐渐受到深埋和压实。随着埋藏加强，沉积物受到高温高压的影响，引起一系列使沉积物逐步发生深刻变化的物理和化学作用。另外，这些转化作用还跟沉积环境的性质有密切关系（详见第二篇第1章）。尽管压力、温度以及时间实际上是互相关联的，但是分析时还是要分别研究。

2.2.1 外在的物理因素

压力

在埋藏中，沉积物要承受压力增加的影响，从而被压实和体积变小。对颗粒较细的沉积物，这个过程一般还要快些。

一般来讲，岩石的颗粒构成微拱形体，支撑着岩石的构架，含在颗粒间的水受静水压力的控制，可用开始点至测量点的水柱重量表示（淡水为1bar／10m，高盐度水为1.09bar／10m）。

通常，具继承性的碎屑沉积在各个深度上都分布有从冲积平原直到深部冲积扇和浊流沉积，经过了三角洲和地台沉积的历史。在这种条件下，沉积物有各种各样的岩相带和厚度；它具有各个时代沉积物连续性差和分布有限的特点，这种特点使地层对比常常遇到困难。快速堆积使沉积物分选不好，孔隙性和渗透性也差。然而，大的深部冲积扇的浊流沉积却具有良好的连续性。

不过，对于复杂多变的地理环境，却可能出现一些特殊的沉积环境，表现为局部常宿集来自陆地的高等植物的岩相带以及有利于孔隙发育的沉积环境，如水道沙体、海岸沉积和水下堤坝等。

除了浊流沉积带外，“大洋”型的沉积作用特点是：厚度薄和堆积速率很慢，泥质物质大多受过氧化作用，以及沉积作用发生间断和不连续。

这类沉积一般含油气少或无油气。

从油气观点看，沉积物的埋藏速率同样也具有重要的作用。在非还原环境下，快的埋藏速率可以保存沉积的有机质，当其沉降作用规模较大时，还有另一个优点，即可以把这些沉积物置于细菌作用之外，因为这种作用会大大地破坏有机质的分子。

高能而慢的埋藏速率常表现为再沉积和缺少有机质。

低能而快的沉积速率不宜于储集层沉积，但有利于堆积和保存有机质。

当沉积物（如泥岩）经受强压实作用时，压力将使孔隙体积很快地大大减小，从中排出原来占据孔隙的水，因而大量的水将处于游离状态。

泥岩的埋藏深度与其孔隙度对数坐标之间存在近似线性关系，也就是说大部分的水在埋藏初期的数百米深度内就被排出。在无砂岩夹层的厚层泥质岩层系里，水主要垂直向上排泄；在有砂岩互层的泥岩层系里，流体横向朝盆地边缘流动。例如，湾岸区的第三系，在纯泥岩层系的单斜上叠置着一个砂泥岩组合层系，深部的流体垂向流动，在其上部为水平流动(MAGARA，1976)。

因此，压实作用首先表现为沉积物间隙水的机械排泄作用。在间隙水排掉后，盐水的渗滤开始起作用，这时只要泥岩不发生断裂，就起到半渗透隔挡作用。受其影响，结果将出现化学作用参加到上述的机械压实作用里，而被排出的水的含盐量比沉积物的原生水低。

碎屑沉积物的压实作用以颗粒的机械物理调整为主；碳酸盐岩和蒸发岩的压实作用首先遵循化学作用。埋深数百米时，碳酸盐岩的压实作用基本上与碎屑岩相似；在该深度以下，化学作用，尤其是重结晶作用就占主导地位。

简而言之，在沉积物压实的同时，压力也增加，从而使孔隙度、渗透率和含水量降低，也使沉积物的密度、电阻率和声波传播速度增加，并使沉积物的化学性质和矿物成分发生变化，这特别有助于形成围限作用，这对分子的重新组合是必要的。最后一点，压实作用是不可逆的，对泥岩来说，埋深至少在 1200m 以下，硬绿泥石的相应孔隙直径小于 50Å。压实到这样程度的泥岩，在沉积负载因剥蚀作用而减小时很少变化或者没有变化，这样就可以用来估算沉积层系的最大埋藏深度。

压力随深度的增加常常显示低异常压力，更多的是高异常压力（欠压实）。在成岩一后生作用期间，压力的作用总比温度的作用小。有些压力的升高可能是断裂引起的，对构造变形有利。

温度

自阿雷尼乌斯方程发表以后，人们就知道温度的作用主要是加快化学反应。

地壳的热流量 dQ 大致遵循傅里叶定律：

$$dQ = -KS\frac{d\theta}{dz}dt$$

式中 K——介质的导热率；

S——在 dt 时间内热流量 dQ 通过的面积；

$\frac{d\theta}{dz}$——地温梯度。

热流值 θ 由下列关系式给定：

$$\theta = \frac{1}{S}\frac{dQ}{dt} = -K\frac{d\theta}{dz}$$

地热因子，如地温梯度，是热流值和岩石导热率的合成。

地热流主要来自地幔（t° 为 1300℃），部分来自岩石的放射性，较少来自一些化学反应释放出的热量，更少一部分来自造山变形作用中由机械能转化的热能。地热流用 J／（m^2·s）来度量，较为常用的是 cal／（m^2·s）或 H.F.U.，即热流单位。这些地热流从全球来看是相对恒定的，平均约为 1.2～1.4 μcal／（cm^2·s）。局部地区，地热流因水的垂直循环而有所增加。

通常，较高的地热流值出现在断裂、裂谷带以及受拉张构造作用影响的地带，出现在拉张作用和火山活动期间，也就是经常在盆地下坳阶段期间。

岩石的导热率是岩性的、岩石物理的、尤其是岩石密度的函数。导热率是 1 秒钟时间内通过一平方厘米面积的卡数除温度梯度❶，即，cal／（m·s·℃）；或按国际单位制表示，为 W／（m·K）。

岩盐的导热率很高，砂岩和碳酸盐岩的中等，泥岩的低。深度约 2000m 的压实层系的导热率值如下：

硬石膏和盐	$13\sim14\cdot10^{-3}$	cal／（m·s·℃）
压实砂岩	8	cal／（m·s·℃）
白云质灰岩	7	cal／（m·s·℃）
石灰岩	5～6	cal／（m·s·℃）
多孔砂岩、花岗岩、玄武岩	5～8	cal／（m·s·℃）
泥页岩	4～6	cal／（m·s·℃）
欠压实泥页岩	3.5	cal／（m·s·℃）
煤	1～2	cal／（m·s·℃）

从中可看出盐底辟作用因明显地比深度相同的邻层温度高而起到真正的热窗作用。在北海，邻近盐丘和巨厚的第三系处，观察到的温度梯度为 35～50℃／km（COOPER，1978）。简而言之，盖层为隔热体，储集层为良导体。

地温梯度基本上是以下两个因素造成的：全球平均值（每公里 25℃）和变化范围，从小于平均值的一半到大于它的两倍。地温梯度常随时间和空间而变化。在同一个盆地里，如阿尔萨斯地堑和印度尼西亚盆地的地温梯度 30～70℃／km，吉普斯兰盆地（澳大利亚东南）20～45℃／km，尼日尔三角洲 17～27℃／km。北海地温梯度的变化范围要比高值大 5℃／km 以上，第三系 30～40℃／km，白垩系梯度低，为 10～30℃／km，到了侏罗系又重新高起来，40～100℃／km（CARSTENS 等，1979）。沿着大的断裂带，地温梯度更高些，例如南得克萨斯，平均地温梯度为 20～30℃／km，而沿着断裂带却记录到 55～100℃／km（COOPER，1978）。在碳酸盐岩地区测量到的地温梯度相当低，如巴哈马，地温梯度为 5℃／km 左右。

特别低的温度见于北极地区，如西伯利亚，现在的土壤温度平均才−10℃。另外，应考虑到上次冰期的影响，它使北极气候大大向南推进，因而在西西伯利亚北部的一些大气田，500m 深处的温度为 2～8℃，1000m 为 22～30℃。

虽然很难恢复地史或古地温史，但有可能观察和测量到一些经过高温影响的矿物和有机质颗粒的性质，它们作为最大温度记录计或自动温度记录仪记录了转化过程。

在测量参数与产生这些参数的温度之间不容易建立某种相关关系。时间因素实际上作用

❶原文有错，现改正。——责任编辑

很大，而且影响到实际的测量。不管如何，还是编制了一些统计图表。同时，收集到的有机质颗粒的资料能够提供关于有机质成熟过程及其转化成烃类的直接信息，正是我们通常想要了解的目标。这样就不一定要采用古温度的方法（ROBERT，1980）。

最常用的指标有：镜质体反射率（R_v），据孢粉质的透射光估算的热变指数（TAI）以及在标准状态下热解的最大温度 Tm（它是越来越得到广泛利用的指标）。

另外的指标还有：电子顺磁共振（EPR），其优点是只须很少的样品就能提供一些参数，其中最可靠的是 N_g，即自由基的数目，它是温度或温域的函数，相应最大的温度为500℃，大约相当于 2.5%的 R_v；有机质变质程度（LOM）（HOOD 等，1975）：其优点是，在一个标准盆地中地温梯度为常数的情况下，它随温度的变化而呈线性对应关系，这是一把对应尺。

矿物指标，如蒙脱石-混层-伊利石系列，不仅对温度参数敏感，而且受沉积物的压力和化学反应的影响。因此，人们就采用了伊利石结晶指数或膨胀的混层比例等参数。现在看来，蒙脱石向伊利石转化可能是对升温作用最为敏感的矿物标志（KŰBLER 等，1979）。

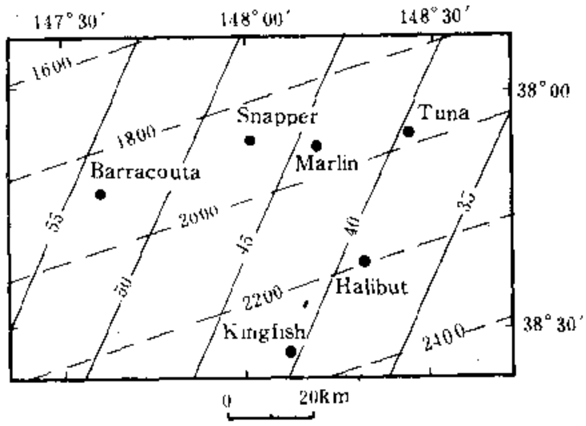


图 14　澳大利亚吉普斯兰盆地今地温梯度等值线和 Rv0.5%等深线分布图（据 KANTSLER 等，1978）

在年青的和相对连续沉降的盆地特别是新生代盆地里，完全可以把现在温度看成最大的温度值。晚第三纪盆地，如洛杉矶盆地和文图拉盆地，地温梯度为 24～35℃／km，R_v 相应为 0.033～0.090%。然而，两者的比较要谨慎。在由反射率 R_v 确定的古温度梯度和观察到的温度梯度之间会出现明显的不一致，如吉普斯兰盆地（澳大利亚）见到的情况（图 14）。

另外，古今地温梯度因盆地的结构不同而差别较大。

地质时期的温度越高和作用的时间越长，则成岩变化就越大。因此，热力作用会逐步抹掉沉积的痕迹和掩盖沉积的过程以致取而代之。

热的这种影响非常大。初期，它对烃类的形成有利；除形成次生孔隙外，它对储集性能产生不良影响；另外，当温度升高相当快时，热力作用对于含水层的膨胀和排驱可能起主要的作用，尽管人们对此了解不多。最后，热力作用对地质区的油气丰度也起主要作用。

时间

温度越高，化学反应越快，时间可以部分地补偿热流值的不足。有机质的成熟作用和镜质体反射率图（图 15）证实了这一点；该图还说明，盆地层系越年青，要求的温度就越高。在实验室得到的分析结果里也证实了这一点，温度 400～500℃时，几分钟后便可使有机质降解成油和气。

时间和温度这两个参数是不可分离的，而成岩变化象它们的产物那样，是这两个变量综合作用的结果。

温度的作用不能脱离时间来确定，反之亦然。

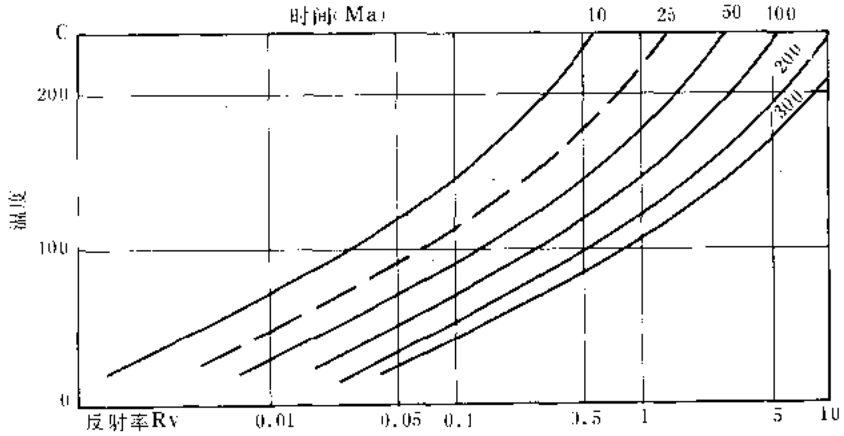


图 15 镜质体反射率随温度和时间变化图（据 COOPER，1978）

2.2.2 加积作用（分成岩、深成热解和深变作用）

在埋藏过程中，温度、压力以及溶解作用对沉积物的影响表现为地球化学和矿物学的一系列转化作用，或称为加积作用，它在泥质沉积物中尤为明显。成岩变化出现在镜质体反射率 0～0.5%、相应最大的埋藏深度 1200～1800m 者称为成岩作用；镜质体反射率在 0.5～2%、按平均地温梯度计算的埋藏深度达 4000～6000m 者称为深成热解作用；大于这个深度，就是浅变质或变质的深度，它给沉积作用领域敲响了丧钟。

然而，应该注意到这些变化是逐渐的，其阶段划分随物质的不同和"烘烤"时间的长短而有所变化，是很不确切的。同时，还应指出，矿物和有机质的成岩作用和深成热解作用以及水化学作用只是同一个体系里的三个方面（SCHOLLE 和 SCHLUGER，1979）。近来，有人认为，矿物的成岩作用比有机质的成岩作用慢，这种差别有助于确定不同阶段的温度史（ROBERT，1983）。

2.2.2.1 成岩阶段

"成岩作用包括物理的、生物化学的和物理化学的全部过程，它使沉积物（新鲜沉积的）转变成沉积岩"。

生物作用，主要是细菌作用，通常在埋深几十米甚至数百米范围内起作用。首先它使沉积介质变为强还原环境，很快就与沉积物沉积时的水介质不同。同时，生物作用裂解复杂的有机分子，生成 CO_2、H_2O、CH_4。

到深度 500m 时，相当于孔隙度迅速变小和排出大量孔隙水时，岩石的特性，如孔隙性和渗透性等，可能取决于颗粒的大小、泥质矿物的成分和间隙水电解质的浓度，因为间隙水对矿物的重组起重要的作用。

在该深度范围内，沉积物一般都是多孔的，孔隙水的含盐度与沉积介质一样，可以在孔隙中自由流动。由于细菌作用，这种水相对显酸性，其上部 Al 和 Fe 呈液态分布，在水的下部，则呈非晶形的氢氧化物。这种变化使沉积物的声波传播速度和电阻率增加，并加强了压实作用的效应（VAN ELSBERG，1978）。

埋深大于 500m 时，温度的作用开始占优势，这时它与泥质沉积物孔隙性和渗透性变坏是同步的，不同的元素重新分布。水富含钙而含硫酸盐和碳酸盐少，长石被溶解，而 pH 值

更显碱性。

沉积环境的这些变化有利于硫化物的析出、二氧化硅开始流动以及生成 CO_2、CH_4、H_2S 和聚合的复杂有机质——干酪根。这时期排出大量的孔隙水，原生水的含盐度随深度而逐渐增高。

2.2.2.2 深成热解阶段

这个阶段以压实作用主要时期结束、温度起主要作用为标志。通常，沉积物要与其温度环境保持平衡，这些平衡转化过程通过大量水的循环就比较容易，因为水循环保证这种反应的可逆性。大多数的粘土矿物分布在这个范围内。

在这些变化的过程中矿物，尤其是粘土矿物始终与间隙水保持化学上的平衡。正是这样，在碱性介质中，蒙脱石转化成混层和伊利石，在酸性介质中，高岭石转化为迪开石。

例如，在温度约 100℃、深度为 2500～4500m 时，随着间隙水中钾含量的增加，蒙脱石转化成无序混层，然后为有序混层，直至钾的含量达到高值时，出现的伊利石才是稳定的矿物。这种转化作用是在纯淡水消失的同时开始发生的，它对深成热解阶段烃类的初次运移可能起重要的作用。看来在深成热解阶段，粘土矿物的脱水作用还是比较普遍的。这样释放出来的水量可能达到沉积物体积的 15～17%（PRICE，1976），它可能对水力破裂起积极作用。

大量的二氧化硅在这个阶段也会被溶解，然后起着胶结砂岩的主要作用（DUNOYER，1970）。

一般在埋深超过 4～6km、压力 1000～1500bar 和温度 150～200℃的深成热解阶段初期，沉积介质处闭塞环境，在缺乏断裂的情况下，粘土的渗透膜作用有利于盐水的浓缩。粘土矿物主要是伊利石和绿泥石，其有序度，尤其结晶度随温度和压力而增加。

不稳定的有机质对温度的增加很敏感，如碳质颗粒等。其特征可作为深成演化的标志，平均每埋深 1000m，镜质体反射率增加 0.15%。

正是深成热解阶段发生有机质的成熟作用，同时转化成煤和石油，然后是湿气，最后为干气（甲烷）。这些不同组分所占的比例随原始有机质的性质而不同。这种转化作用的化学反应生成两种产物：流体和凝析气，它们比原始有机质含更多的芳香烃。

2.2.2.3 深变阶段或称浅变质带（anchizone）

术语“浅变质带”是由 KUBLER（1967）所定义，用伊利石的一个结晶指数为 4mm，即一个矿物指标来表征它。由 TISSOT 和 WELTE（1978）所确定的术语“深变作用”（métagenèse）适用于 $R_v \geq 2\%$ 的层系。因此，严格来说，上述两个术语是不同的。这两条带均相当于变质范围的前区，其特征主要是泥岩中以伊利石和绿泥石为主，反映结晶度和有机质演化程度都很高。在这变质区能见的唯一的有机质产物便是无烟煤和甲烷。在浅变质带的底部，是相当于片岩分布区和反射率大于 4 的带（DUNOYER，1970）。

简言之，上述三阶段可用主要的有机质转化指标表示：镜质体反射率 R_v 和热变指数 *TAI* 及其当量，有机质变质程度 LOM，见下：

阶段	R_v	*TAI*	LOM
成岩作用	0～0.5	0～2.5	0～7
深成作用	0.5～2	2.5～4.5	7～13.5
深变作用	2～4	>4.5	13.5～19

2.2.3 埋藏作用的异常：欠压实层系

当颗粒的比表面积大的和无碎屑夹层排泄作用而厚度大的泥岩快速沉积时，在温度和高异常压力的作用下，会延迟沉积的压实作用并形成欠压实层。

其它一些地质事件也能够引起局部高压，如蒙脱石的脱水作用（它对欠压实作用起辅助的作用），含盐度不同引起的渗透作用，构造作用（地质动力作用）以及有机质的碳化作用和气的生成（BRADLEY，1975；MAGARA，1978）。

根据矿物学分析，这些泥质沉积常具有一定丰度的蒙脱石，例如在现代的尼日尔三角洲，经过颗粒筛选的蒙脱石淤泥常和孢子花粉甚至还有海藻在一起，就说明这种关系（Du ROUCHET，未发表报告，1974）。

因此，欠压实泥页岩可能由很细的粘土颗粒组成，它们有很大的比表面积。

在欠压实的条件下，间隙水也可能来自蒙脱石的成岩水，因未能随埋藏正常排泄而滞留在地层里，抑制了孔隙的减小并承受很大部分的沉积负载，因此使它的压力大大增加，这种压力称为静岩压力或地静压力。这样的压力梯度非常高，可能达到 2bar／10m。这种状态限制或抑制了一些化学转化；欠压实泥页岩起到封盖和热屏障的作用，这是因为它具有很大的压力梯度和深部缊藏着较高的温度。

欠压实泥页岩有较高的孔隙度和较大的内压，使其有相当的塑性，表现为声速低、密度小和电阻率低。

欠压实地层在沉积的很早期就形成了，可以保持数十百万年。在新的沉积负载，特别是碎屑沉积作用下，即向海进积的层系中，它们变形为一系列的断层和沉积褶皱，构成完全象盐丘构造的膨胀性泥页岩，甚至能够裂开地表形成泥火山，这就是人们称之为的泥底辟作用。

这种岩相多见于第三纪三角洲地层，但也见于白垩纪和侏罗纪的三角洲地层以及伴随岩盐的沉积中。以路易斯安那州为例，异常压力带局部出现在生长断层的底部，区域上平行于古海岸线呈带状分布在含砂最少的地层里。

在尼日利亚，在砂泥岩相以下海相泥页岩系里分布有欠压实地层，如 ARata 组；在马更些三角洲盆地里，白垩系上部（“沥青带”）的泥页岩也出现欠压实地层。

欠压实泥页岩常富含有机质，因而可能是烃类的母岩。

另外，欠压实地层能构成热屏障，因而与正常压实地层相比，它能延缓烃类的生成。

最后，所形成的烃类在压力过渡带较易运移是可能的，不过这一点仍有待于证实（据 J.CLARET 的口头交流）。

结　论

沉积盆地象个锅炉，有机质在沉积成岩各种作用的背景下生成了烃类。因此，了解其沉积机理乃是石油地质学的基础。

沉积的内在联系涉及盆地地质动力较为广泛的背景，同时也有它本身的规律，就象盆地一样，它既具有一定的独立性，但也反映了全球构造的宏大背景。相同的作用力在不同的构造级别，如从盆地到简单的张裂缝等，会产生同样的效应，但沉积过程却要遵循其本身的规律，就象按某个建造的结构组合起来的石头那样。

各主要类型的盆地，象其它地质单元那样，基本上代表盆地历史的不同阶段：年青期的

裂谷阶段，成熟期的地台盆地或稳定区盆地阶段，老年期的造山带地槽阶段。

因此，每个阶段每种类型不是没有重复和复合，表现为过程的继承性和岩相的连贯性，最后结果，有一些沉积物变为多孔的和可渗透的岩石，另一些变为富含有机质的地层，还有一些最后变为不渗透的高内压层。沉积物都会变成这样的岩层单元，而且被置于某些作用力之下产生断裂和褶皱，使流体的移动变得容易，也可能遇到障碍。

由于沉积物是在沉积盆地里进行堆积和转化的，因此沉积盆地是油气矿床发展的环境。

参 考 文 献

AUBOUIN, J. (1959). – A propos d'un centenaire : les aventures de la notion de géosynclinal. – *Rev. Géogr. phys. Géol. dyn.*, **2**, 3, 135-188, 28 fig.

AUBOUIN, J. (1972). – Chaînes liminaires et chaînes géosynclinales. – *Int. geol. Congr., 24th Sess., Canada (Montreal)*, **3**, 438-461, 6 fig.

BALKWILL, H. R. & KENNETH, J. H. (1979). – Sverdrup Basin response to cratonic events. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **63**, 3, 413 (Abstract).

BALLY, A. W. (1975). – A geodynamic scenario for hydrocarbon occurences. – *Proc. 9th World Petroleum Congr. (Tokyo)*, **2**, 33-44, 8 fig.

BALLY, A. W. & SNELSON, S. (1980). – Realms of subsidence. – *Mem. canad. Soc. Petroleum Geol.*, **6**, 9-94.

BEAUMONT, C. (1978). – The evolution of sedimentary basins on a viscoelastic lithosphere : theory and examples. – *Geophys. J. R. astron. Soc.*, **55**, 471-497.

BERNARD, A. (1976). – Metallogénie et tectonique des plaques. – *Géologues*, **37**, 45-52.

BRADLEY, J. S. (1975). – Abnormal formation pressure. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **59**, 6, 957-973, 23 fig., 4 tables.

BUSSON, G. (1978). – L'unité des faciès confinés en milieu de plateforme carbonatée. – Livre jubil. J. FLANDRIN, 87-112, 4 fig., Lyon.

CARSTENS, H. & FINSTAD, K. G. (1979). – Geothermal investigation of northern North Sea. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **63**, 3, 430 (abstract).

CHAPMAN, R. E. (1974). – Diapirism and overthrust faulting. – *Bull. geol. Soc. Amer.*, **85**, 1597-1602, 5 fig.

CHIARELLI, A. (1973). – Etude des nappes aquifères profondes. Thèse Bordeaux I. – Publ. Elf, 187 p.

COLEMAN, M. L., CURTIS, C. D. & IRWIN, H. (1979). – Burial rate : a key to source and reservoir potential. – *World Oil*, March, 83-92, 4 fig.

COOPER, B. S. (1978). – Estimation of the maximum temperatures attained in sedimentary rocks. – *In* : HOBSON, G. D. (ed.) : *Developments in petroleum geology*, **1**, 127-146, 6 fig. Applied Science Publ., London.

COUSTAU, H., RUMEAU, J.L., SOURISSE, C., CHIARELLI, A. & TISON, J. (1975). – Classification hydrodynamique des bassins sédimentaires. – *Proc. 9th World Petroleum Congr. (Tokyo)*, **2**, 105-119, 8 fig.

CURRAY, J. R. (1975). – Marine sediments, geosynclines and orogeny. – *In* : FISCHER, A. G. & JUDSON, S. (ed.) : Petroleum and plate tectonics, 157-224. – Princeton Univ. Press, Princeton.

DALLMUS, K. F. (1958). – Mechanics of basin evolution and its relation to the habitat of oil. *In* : WEEKS, L. G. (ed.) : Habitat of oil, 883-931, 23 fig. – *Amer. Assoc. Petroleum Geol.*

DAVIS & LISTER (1974). – Fundamentals of ridge crest topography. – *Earth planet. Sci. Lett.*, **21**, 405-413.

DEBELMAS, J. (1976). – Théorie des plaques et genèse des chaînes de montagnes. Implication sur la notion de chaînes « géosynclinales ». – *Géologues*, **37**, 25-44.

DERCOURT, J. (1971). – L'expansion océanique actuelle et fossile, ses implications géotectoniques. – *Bull. Soc. géol. France* (7), **12** (1970), 2, 261-317, 17 fig.

DICKINSON, W. R. & YARBOROUGH, N. (1976). – Plate tectonics and hydrocarbon accumulation. – *Amer. Assoc. Petroleum Geol.*, Short course.

DIETZ, R. S. (1973). – Collapsing continental rises : an actualistic concept of geosynclines and mountain building. – *J. Geol.*, **71**, 314-333.

DIETZ, R. B. & HOLDEN, J. C. (1974). – Collapsing continental rises : actualistic concept of geosynclines, a review. – *Spec. Publ., Soc. econ. Paleont. Mineral*, **19**, 14-25.

DUNOYER DE SEGONZAC, G. (1969). – Les minéraux argileux dans la diagenèse, passage au métamorphisme. – *Mém. Serv. Carte géol. Als.-Lorr.*, **29**, 320 p.

DUNOYER DE SEGONZAC, G. (1970). – The transformation of clay minerals during diagenesis and low-grade metamorphisis : a review. – *Sedimentology*, **15**, 3/4, 281-346, 15 fig.

ELSBERG, J. N. VAN (1978). – A new approach to sediment diagenesis. – *Bull. canad. Petroleum Geol.*, **26**, 1, 57-86, 16 fig.

FISCHER, A. G. (1975). – Origin and growth of basins. – *In* : FISCHER, A. G. & JUDSON, S. (ed.) : Petroleum and plate tectonics, 47-82, Princeton Univ. Press, Princeton.

FAURE, H. (1972). – Paléodynamique du craton africain. – *Int. geol. Congr., 24th Sess., Canada (Montreal)*, **3**, 44-50, 1 fig.

HALBOUTY, M. T. (1970). – World's giant oil and gas fields, geological factors affecting their formation, and basin classification. – *Mem. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **14**, 502-555, 9 fig.

HEDBERG, H. D. (1974). – Relation of methane generation to undercompacted shales, shale diapirs and mud volcanoes. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **58**, 4, 661-673.

HELING, P. (1970). – Microfabrics of shales and their rearrangement by compaction. – *Sedimentology*, **15**, 3/4, 247-260, 6 fig.

HERITIER, F. & VILLEMIN, J. (1971). – Mise en évidence de la tectonique profonde du Bassin de Paris par l'exploration pétrolière. – *Bull. Bur. Rech. géol. min.*, (2) **3**, 11-30.

HOOD, A., GUTJAHR, C.C.M. & HEACOCK, R. L. (1975). – Organic metamorphism and the generation of petroleum. - *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **59**, 6, 986-996, 7 fig.

JANOSCHEK, R. (1958). – The Inner Alpine Vienna Basin. – *In* : WEEKS, L. G. (ed.) : Habitat of oil, 1134-1152, 10 fig. – *Amer. Assoc. Petroleum Geol.*

KLEMME, H. D. (1975). – Giant oil fields related to their geologic setting. – *Bull. canad. Petroleum Geol.*, **23**, 1, 30-66.

KÜBLER, B. (1967). - Anchimétamorphisme et schistosité. – *Bull. Centre Rech. Pau-SNPA*, **1**, 2, 259-278.

KÜBLER, B., BETRIX, M. A. & MONNIER, F. (1979). – Les premiers stades de la diagenèse organique et de la diagenèse minérale. – *Bull. Ver. schweiz. Petroleum-Geol. u.-Ing.*, **45**, 1-22.

LE PICHON, X., FRANCHETEAU, J. & BONNIN, J. (1973). – Plate tectonics. – Elsevier, Amsterdam; 300 p.

LE PICHON, X. & PAUTOT, G. (1976). – Le fond des océans. – Presses univ. France, Paris, 125 pp.

LONG, G. & NEGLIA, S. (1968). – Composition de l'eau interstitielle des argiles et diagenèse des minéraux argileux. – *Rev. Inst. franç. Pétrole*, **23**, 1, 53-69, 4 fig.

MAGARA, K. (1976). - Water expulsion from clastic sediments during compaction, directions and volumes. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **60**, 4, 543-553, 14 fig.

MAGARA, K. (1978). - Compaction and fluid migration – Elsevier, Amsterdam; 319 p.

MORGAN, J. (1975). – Heat flow and vertical movements of the Crust. – *In* : FISCHER, A. G. & JUDSON, S. (ed.) : petroleum and Plate Tectonics, 23-46, Princeton Univ. Press, Princeton.

NATLAND, M. L. & KUENEN, P. H. (1951). – Sedimentary history of the Ventura basin, California, and the action of turbidity currents. – *In* : HOUGH, J. L. (ed.) : Turbidity currents and the transportation of coarse sediments into deep water. – *Spec. publ. Soc. econ. Paleont. Mineral.*, **2**, 76-107.

NORTH, F. K. (1971). – Characteristics of oil provinces : a study for students. – *Bull. canad. Petroleum Geol.*, **19**, 3, 601-658.

PERRODON, A. (1969). – Esquisse d'une géologie dynamique des bassins sédimentaires. – *Sci. Terre*, **14**, 4, 301-328, 20 fig.

PERRODON, A. (1971). – Essai de classification des bassins sédimentaires. – *Sci. Terre*, **16**, 2, 191-227, 28 fig.

PERRODON, A. (1972). - Réflexions sur la comparaison de quelques vitesses de phénomènes géologiques. – *C. R. Soc. géol. France*, **2**, 50-52.

PERRODON, A. (1976). – Logique des bassins sédimentaires. – *C. R. Acad. Sci.* (Paris), **D 283**, 1265-1268.

PITMAN, W. L. (1976). – Sea level changes as the cause of transgressive and regressive sequences of continental margins. – Abstract, Lamont.

POULET, M. *et al.* (1975). – Tectonique globale et évolution structurale des bassins sédimentaires. – *Proc. 9th World Petroleum Congr.* (Tokyo), **2**, 19-32, 8 fig.

PRICE, L. C. (1976). – Aqueous solubility of petroleum as applied to its origin and primary migration. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **60**, 2, 213-244, 19 fig., 9 tableaux.

PRUVOST, P. (1930). – Sédimentation et subsidence. – Livre jubilaire Soc. géol. France, 545-564.

PRUVOST, P. (1939). – Quelques observations sur le phénomène de plissement faites dans les bassins houillers. – *Bull. Soc. géol. France*, **19**, 6, 307-319.

RENZ, H. H. *et al.* (1958). – The Eastern Venezuelan Basin. – *In* : WEEKS, L. G. (ed.) : Habitat of oil, 551-600, 21 fig. – *Amer. Assoc. Petroleum Geol.*

ROBERT, P. (1980). - Kerogen optical evolution applied to oil and gas exploration and geothermal history. – *In* : DURAND, B. (ed.) : Kerogen Technip, Paris; 519 p.

RONA, P. A. (1973). – Relations between rates of sediment accumulation on continental shelves, sea floor spreading and eustacy. – *Bull. geol. Soc. Amer.*, **84**, 2851-2872, 16 fig.

RUDKEVICH, M. Y. (1976). – The history and dynamics of development of the West Siberian platform. – *Tectonophysics*, **36**, 1-3, 275-287, 9 fig.

SCHOLLE, P. A. & SCHLUGER, P. R. (1979). – Aspects of diagenesis. – *Soc. econ. Paleont. Mineral.*, spec. Publ., **29**.

SMALL, W. S. (1959). – Thrust faults and ruptured folds in Romanian oil fields. – *Bull. Amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **43**, 2, 455-471, 7 fig.

SWEENEY, E. F. (1976). – Evolution of the Sverdrup basin, Arctic Canada. – *Tectonophysics*, **36**, 1-3, 181-196, 8 fig.

TANNER, W. F. (1978). – Future oil : what is the outlook ? – *World Oil*, Nov., 123-140.

TISSOT, B. & WELTE, D. H. (1978). – Petroleum formation and occurence. – Springer, Berlin, 538 p.

VIDAL, J., JOYES, R. & VEEN, J. Van. (1975). – L'exploration pétrolière au Gabon et au Congo. – *Proc. 9th World Petroleum Congr.* (Tokyo), **3**, 149-165, 7 fig.

WALCOTT, R. I. (1972). – Gravity, flexures and the growth of the sedimentary basins at a continental edge. – *Bull. geol. Soc. Amer.*, **83**, 1845-1848, 6 fig.

WATTS, A. B. & RYAN, W. B. (1976). – Flexure of the lithosphere and continental margin basins. – *Tectonophysics*, **36**, 1-3, 25-44, 8 fig.

WEEKS, L. G. (1952). – Factors of sedimentary basin development that control oil occurence. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **36**, 11, 2071-2124.

WEEKS, L. G. & HOPKINS, B. M. (1967). – Geology and exploration of three Bass Strait Basins (Australia). – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **51**, 5, 742-760, 16 fig.

WEGMANN, E. (1950). – Le spectre des mouvements de l'écorce terrestre. – *Int. geol. Congr., 18th Sess., England* (London, 1948), **4**, 94-99.

WHITTEN, E. H. T. (1975). – Geodynamic significance of spasmodic Cretaceous rapid subsidence rates. – Continental shelf USA. – *Tectonophysics*, **36**, 1-3, 133-142, 3 fig.

WILCOX, R. E., HARDING, T.P. & SEELY, D.R. (1973). – Basic wrench tectonics. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **57**, 1, 74-96, 17 fig.

第二篇 烃类矿床

"……在知识和技术方面取得的进展乃是对一个地区存在的问题能不断解决并获得新进展的原因。

石油工业的迅速进展，使得事情不可避免地变成这样的状态：怀疑一切教条主义。这就是取得进展的补充理由。"

R.G.LEVY

1 烃　　类

"……元素以外存在这样的事实：元素构成一个整体"。

GEORGES DUMEZIL

1.1 石油和天然气的性质

石油和天然气与不溶于有机溶剂的干酪根不同，它们组成"天然地沥青"（bitumes，源自拉丁文 *bitus*，指含树脂的木）的大家庭；"沥青"（asphalte）这个词，源自希腊文 *asphaltos*，常指稠的或固体的烃类产物。"石脑油"（naphte）这个词，源自一种最古老的语言——美索不达米亚语的 *napata*，意指燃烧,特指液态石油产物,也见于阿拉伯语"*al naft*"。

在技术语言方面，"天然地沥青"是"石油"的一个派生词，指存在于自然状态的沥青，因而是原油的变质产物，同样也是一种工业产物，指蒸馏原油中的重组分。

在石油专业上，沥青定义为天然地沥青侵染的沉积岩。

"石油"（*pérroles*、*Erdoel*……等）是新词，意指岩油，从石油的生物成因来看，现在这些词似乎也不确切；但是，岩石有时也有相同的派生词。

石油和天然气为流体，在正常状态下，一般呈液态和气态。

石油和天然气主要是由烃类，即基本上由碳和氢组成，其主要性质是彼此能够强烈互溶。

因此，在地下，原油含轻质烷烃，可以分离成气和重质产物。分离时，重质产物在正常状态下呈固态。然而，这种互溶性是有条件的，它随烃的类型而不同，苯和甲苯是最好的溶剂。

相反，胶质和沥青可以通过最易溶的烃类（如芳香烃等）溶解在水中"沉淀"出来，这种现象称为原油的"解沥青作用"。甲烷的加入也会产生这种作用，实际是因甲烷含量的增加激发了沥青的沉淀。同样，温度和压力的降低也会引起石蜡基原油中石蜡的沉淀，这种情况见于尼日利亚和印度尼西亚。

根据上述相关特征，石油和天然气是一些不同烃类和其它一些化学物质按不同的比例组成的混合物，是复杂的集合体。它们随其所在环境的性质而变化，象所有自然界物体那样，从生成、转化、降解以至最终以某种方式存在于自然界里。石油和天然气代表碳的大循环中的一个过渡阶段。

石油和天然气的物理化学性质是这些混合物的反映，它们本身也是地质背景和地质历史发展的结果。

将近 500 种化学物质从全世界经过分析的不同原油中分离出来，不包括有机金属化合物。然而，150 种组成了一半以上的原油成分。有约 200 种化学物质不是烃类，但在原油中的浓度很低。另外，有些"非烃"杂原子化合物组成重质原油的大部分，这些重质原油一般变质轻或未变质。如委内瑞拉的第三系"Boscan"原油，因其质劣而著名，只含 35%～38%烃

类。

一般来讲，石油和天然气称为烃类，而烃类又是油气不可少的主要部分。

1.1.1 烃类的成分

1.1.1.1 化学成分

在化学上，烃类实际上分为三大家族：饱和烃或烷烃或石蜡烃；非饱和烃——烯烃、环烷-芳香烃和芳香烃；胶质和沥青。

饱和烃

饱和烃一般在数量上占最大多数，为所有组分的 50%～60%。饱和烃分布在天然原油的三大主要类中。

正构烷或正构石蜡烃（石蜡烃 paraffines，源自拉丁文 *parum affinis*，意思是亲和性少）组成直链饱和烃，其通式为 C_nH_{2n+2}。

饱和烃的链长从 C_1～C_{40} 不等，常见的为 C_5～C_7。饱和烃呈三种状态：C_1～C_4 为气态，C_5～C_{15} 为液态，C_{16} 以上为固态（天然石蜡）。

碳原子为奇数的正构烷多由活的生物合成，是真正的生物标志物。在显微镜下，藻类多为以低分子量（C_{15}、C_{17}、C_{19}）为主的正构烷，而在高等植物中却只见分子量较大的（C_{21}、C_{23}、C_{25} 等）正构烷。

在生物机体中，反而未见 C_2～C_8 的轻质烷烃，但它们却大量分布于原油中，这些烷烃正是有机质沉积后转化的产物（SILVERMAN，1971）。

正构烷烃平均占原油的 15%～20%，大量分布于高等植物有机质的原油中。它们在原油中所占的比例随成岩作用而增高；但生物降解作用会使它们的比例降低，因为细菌主要靠其生活。

异构烷的支链（甲基团）出现在 C_6～C_8 系中，有些带异戊二烯链的链烷如姥鲛烷（C_{19}）和植烷（C_{20}），是活的有机质中（叶绿素的叶绿基链）的分子衍生而来。它们与有些正构烷一样，可以看作真正的生物化学标志物。

环烷由环烷烃组成，其通式为 C_nH_{2n}，在原油中占的比例为 20%～40%，平均为 30% 左右。

非饱和烃

这个家族主要有芳香烃（因其味香而得名）和环烷-芳香烃。这类烃常与硫化物结合，味臭为其特点，占原油重量平均为 20%～45%。

纯芳香烃由芳核（一般 4～5 个）构成的分子所组成，最简单的芳香烃为苯，分子式 C_6H_6。

环烷-芳香烃由一个或几个缩合芳核所组成，结合有环烷烃和烷基链，尤其大量分布于年青和低成熟以及经受强烈成岩作用的原油中，另外，常结合硫化物。

烯烃或非饱和环烃，因其极不稳定，故很少见，但在天然原油中并非完全没有。

胶质和沥青

胶质和沥青是一些分子量较大的复杂化合物，比较富含 N、S、O、Ni 和 V。它们是原油中最重的组分。

胶质和沥青可能主要是由多环芳核或环烷-芳香核和杂原子链诸如硫、氮、氧等化合物所组成。

胶质的分子量约 500～1200，沥青的分子量可能达到甚至超过 50000，其直径平均 40～

50Å。

胶质比沥青易溶于有机溶剂和轻质链烷。胶质含酸和酯，一般较沥青芳香化差。胶质在空气中和光线下不稳定，并向沥青结构转化。

胶质和沥青占原油 0～40%。平均为 20%，大量分布于未成熟以及经过生物降解和变质的原油中，尤其在沥青砂岩中更为多见。它们在沉积物浸染沥青中占 50%以上。

应该指出，沥青在生命物质中无相似物，它只是成岩-深成热解作用的一种产物。

1.1.1.2 同位素组分

烃类的碳可用两个碳同位素 ^{12}C 和 ^{13}C 来表示，其比值 $\delta^{13}C$ 可参照标准样的比值根据下式计算：

$$\delta^{13}C=\frac{(^{13}C/^{12}C)-(^{13}C/^{12}C)_{标准样}}{(^{13}C/^{12}C)_{标准样}}\times 1000$$

当 $\delta>0$ 时，样品富含重同位素；当 $\delta<0$ 时，样品含重同位素少。

碳同位素的 δ 值，其测量精度为 ±0.1～0.2‰或 ^{13}C 相对于碳总含量的 1～2ppm。

海相碳酸盐岩的 δ 值在 0 值附近作 ±3‰摆动，其表示方式按国际标准 Bélemnite 表示（图 16）。非海相碳酸盐岩的 δ 值较低，约−5 ± 3‰ / PDB。

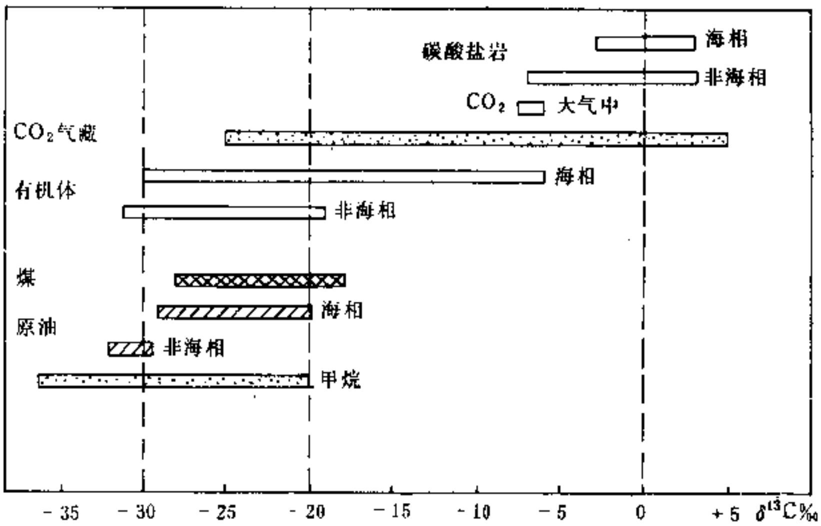


图 16 各种岩石 $\delta^{13}C$ 值的变化范围

有机质总是比碳酸盐岩的 δ 值低。据统计，海相有机体的 δ 值比大陆有机体的高（约 5‰）。这种差别是因为海相植物通过光合作用利用的是海水中的碳酸盐和碳酸氢盐的离子，而陆相植物则利用大气中的 CO_2（$\delta\approx-7$‰ / PDB）。

δ5‰的差值也存在于海相原油和陆相原油之间。

对所有的原油和干酪根来说，其 δ 值一般介于−32‰和−2‰之间；甲烷的 δ 值为−85～−30‰，很少见−20‰。CO_2 总是比较重，其 δ 值随成因而有所不同。

1.1.2 主要烃类

下面将从简单到复杂依次分析天然气，石油或称液态产物以及沥青砂、油页岩和水合

物，或称固体产物。

这些划分仍然是近似的，不十分确切，因为自然界的烃类乃是一条仍在延续的链。地下深部的压力和温度尤其会对轻质油和天然气施加影响，这些油和天然气在这种条件下呈液态。

习惯上，人们把气态产物分为干气和湿气，把液态烃分为轻质油（凝析油）和重质油。

干气主要是由甲烷（至少97%）和极少量的C_2、C_3……所组成；相反，湿气含有相当比例的“凝析气”（C_4、C_5、C_6……）和轻油组分（凝析油）。

轻质油主要由液态烃的轻组分和气组成；重质油为液态烃的重组分，即溶液中的固体物。这些重组分是因缺少轻质产物造成的：或因石油未形成，如未成熟原油；或因消除作用、变质作用和生物降解作用，如降解原油。

最后，大致上可把多少呈固态的产物定义为沥青，C_{17}以上（包含C_{17}）的石蜡烃定义为石蜡，甲烷的水合物定义为笼形化合物（Clathrafe）。

1.1.2.1 天然气

在沉积盆地里见到的天然气大多由烃类，主要是甲烷组成，其分布或呈单个气藏；或与饱和气的油藏伴生，呈气顶分布；或与不饱和气的油藏伴生，在液相中呈溶解状态(PELET，1983)。

化学成分

甲烷通常是天然气的主要组分，可达99%，甚至有些气藏达100%。

其余组分如链烷、乙烷、丙烷、丁烷……等的含量依次减少，约占百分之几。

甲烷的同位素组分约−85～−20‰。这种差别可能主要与有机质和烃类的成熟度有关，因为天然气随成岩作用而变得越来越“重”（图17）。

因此，生物成因的甲烷，其δ值约为−90～−70‰，成岩作用低的气，δ值为−70～−40‰。

与液态烃同时形成的天然气，δ一般介于−50和−40‰之间。最后，所谓成岩气或深成气，其δ值一般小于−45‰，也可能只低到−30～−20‰。

其它组分：天然气有不同含量的非烃气体组分，主要有H_2S、CO_2、N_2……等。

硫化氢和二氧化碳气体是有机质在成岩和深成热解阶段的产物，特别是深部甲烷对硫化物作用的常见产物，也是岩浆活动的常见产物。另外，如在一些湖泊和黑海所见，硫化氢是细菌还原硫化物的产物。有些地质区，如加拿大的落基山区等，硫化氢比较常见。Lacq气田的H_2S含量达到15%，里海北部的Astrakhan气田（$300Gm^3$）为25%，艾伯塔省的一个泥盆纪气田高达88%。凡是含H_2S（即使是微量）的天然气，我们都称为“酸”气，与不含H_2S的“甜”气相反。

二氧化碳是有机质的一些组分通过氧化作用、发酵或脱羧等作用生成于沉积作用的不同阶段。它也是碳酸盐的变质产物。有些地区，如联邦德国的东部Pannonien盆地和新墨西哥等地，CO_2含量特别高，有些气田含100%的CO_2。二氧化碳也源自烃类被硫化物氧化的作用。在某些条件下，如在匈牙利、Gabes湾、西西里岛的Raguse气田等，CO_2与石油的聚集相伴生。

有机质氧化作用产生的CO_2，其同位素成分与干酪根的相近，约−25～−15‰。火山成因的二氧化碳气的同位素成分较重，为−6～−4‰。在许多情况下，二氧化碳的δ值接近海相碳酸盐岩，−3～+3‰。

成岩作用生成的氮气，与地壳成因的氮气一样，特别多见于德国北部、荷兰和北海附近、得克萨斯州和俄克拉何马州的一些气田里。荷兰的 Slochteren 大气田和美国得克萨斯州 Panhandle 大气田含这种氮气分别为 14 和 11%；其中有些气田高达 100%的含量。氮气在碳酸盐岩层系或蒸发岩层系里比在泥岩层系里多见，这是因为氮气会被泥页岩所吸附（WELTE，1975）。在煤层气里，当 $R_v>3.2$ 时，氮比甲烷的含量增加更快，如在荷兰所见（VAN WIJHE 等人，1980）。

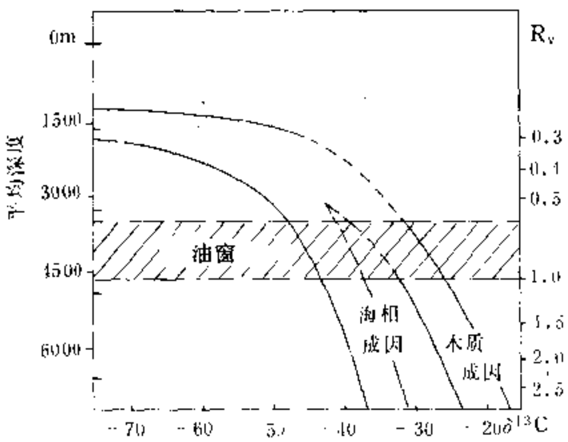


图 17　甲烷 $\delta^{13}C$ 值随镜质体反射率的变化（据 STAHL，1977）

通常，特别是从经济观点来考虑，仅就这些不可燃气体占据了圈闭中烃类位置这一点，就说明其弊多利少。即使硫化氢是硫的重要来源，但它也是环境污染和恶化的原因。

氦和氩，常与氮气伴生，通常来自地壳深部。从第三系至古生界，前者的含量常常增加到 1～2%以上。这两种稀有气体具有重要的经济价值，即使含量很低也如此。Panhandle-Hugoton 大油田含氦气 0.5%，Bush 附近的穹隆含氦 2%，含氮 25%。

天然气的物理性质和经济意义

天然气的物理性质是其化学成分的真实反映。

热能是天然气实际经济价值所在。它的大小依烃类的组成以及其它气体含量而定，平均为 38～40MJ／kg。

举下列气田为例：Ripalta（Pô 平原）（含 $C_1$99%），34.4～38MJ／kg；Cortemaggiore（Pô 平原）（含 $C_1$92%），32.6～36.2MJ／kg；Frigg（北海）（含 $C_1$95%，$C_2$4%，$N_2+CO_2$0.8%），38MJ／kg；Hassi Rmel（阿尔及利亚的撒哈拉）（含 $C_1$75.6%，$C_2$9.3%……），39MJ／kg；格罗宁根（荷兰）（含 $C_1$81%，$N_2$14%），32MJ／kg；Lacq（法国）（含 $C_1$69%，$CO_2$9.65%，H_2S15.3%），38MJ／kg；Ekofisk（北海）（含 $C_1$83%，$C_2$9%，$N_2+CO_2$2.3%），46MJ／kg。

甲烷的水溶解度相对较高，在 25℃时为 5～10gdm^{-3}，随温度（到 80℃时）和含盐度的增加而降低，而随压力的增高（约 70bar 时）而增加，这时甲烷水合物的出现就会明显地降低甲烷的溶解体积（图 18）。甲烷的溶解度随 C 数的增加而减少（McAULIFFE，1979）。气态烃在液态烃里的溶解度更高。

跟空气相比，天然气的比重由 0.55、以甲烷为主的气体变化到比重为 1 的富含凝析油或 H_2S 和 CO_2 的湿气。链烷的比重实际上随其原子量的增加而迅速变大：$C_1=0.55$，$C_2=1.04$，$C_3=1.52$，$C_4=2.00$。

跟水相比，天然气的比重或密度（g／cm^3）为：甲烷在 1atm 下为 0.00073，混合气体在 350～700atm 或 5000～10000Pa 时为 0.5（SCHOWALTER，1979）。

甲烷的沸点为-165℃，丙烷-42℃，丁烷 0.6℃。

天然气的压缩性又是一个重要的性质。在气藏里，天然气的体积要缩小到 1／200～1／300。

1.1.2.2 原油

化学成分

原油通常主要由烃类以及极性化合物（胶质、沥青……等）组成。

烃类：原油的主要部分是液态烃，但液态烃含有不同数量的溶解气态烃和固态烃。轻质原油含气态烃的比例大；重质原油则固态烃含量大。在蒸馏过程中，这些不同的成分可以分馏出来。

原油的同位素成分与干酪根一样，一般为−30～−20‰。富含石蜡的陆相原油比大部分的海相原油要轻些，约−32～28‰（图 16）。

原油的 δ 值同母岩中与其共生的干酪根的 δ 值相近或稍为轻 1～2‰，介于−32 和−21‰之间。通常，同位素成分从干酪根到沥青、胶质向芳香烃以至饱和烃，呈有规律地变轻（图 19）。

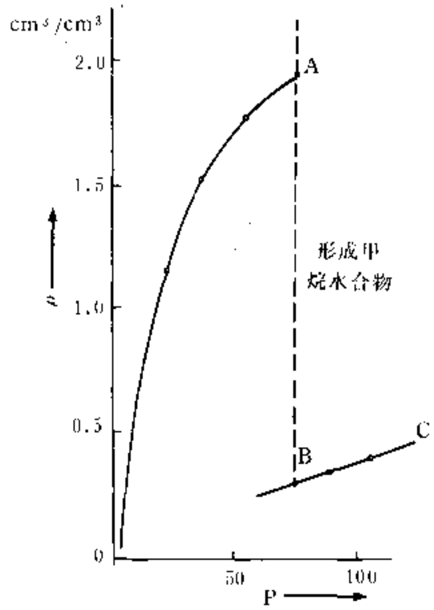


图 18 甲烷的溶解度随压力的变化图（据 MAKOGON，TSARE 和 CHERSKI，1971）

其它组分：硫的化合物最为多见，尤其在重质油里，因为硫是 C 和 H 之后的第三个重要元素。硫占原油重量平均约为 0.65%，常常超过 1%（甚至达到 5～6%，如阿奎坦盆地的重油）。

硫多呈硫醇、硫化物和噻吩的形式分布，很少呈游离状态。噻吩的化合物在富含芳香烃、胶质和沥青的原油中特别丰富，有时含量达 20%以上。

硫化物常与蒸发盐或碳酸盐母岩的沉积环境有关，它的含量随深度而稍微减少但却随变质作用增加，有时硫的含量达到 10%，如 Camargue 第三系的原油。

氮的化合物较为少见，平均含量小于 0.1%。它分布于多环芳香结构的络合分子中，如有机金属化合物，尤以富含镍和钒的卟啉为最，也分布于吡啶和喹啉中。

氧的化合物主要与酸官能团−COOH 有关，如脂肪酸、异戊二烯酸和环烷酸，主要分布在未成熟的原油里，浓度低。

原油的物理性质和经济价值

原油的化学成分反映了它的组分之间存在联系并决定了它的物理性质和经济价值。如在硫的含量和芳香组分（噻吩衍生物）、胶质、沥青等含量之间存在某种直接的关系。

众所周知，在组分里和芳香原油里的硫是跟非饱和烃结合的，有利于形成环，如芳香环（TISSOT 和 WELTE，1978）。含硫较高的原油，质较重并具粘性。

石油的主要经济价值是它的热能，决定了它应用于能源方面。

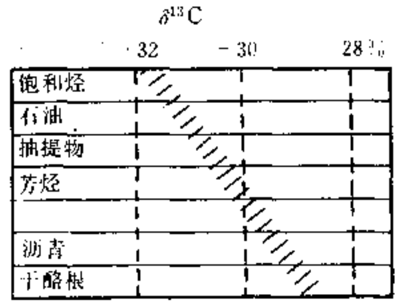


图 19 侧类型烃类的 $\delta^{13}C$ 值变化范围（据 STAHL，1977）

根据比重和成分的不同,石油的热值如下:比重 0.7～0.8 的原油为 44.5～47MJ／kg; 比重 0.8～0.9 的原油为 43～44.5MJ／kg; 比重 0.9～0.95 的原油为 42～43MJ／kg。

跟煤作比较，煤的热值为 22～32MJ／kg; 其近似关系式

$$1.5t 煤 \approx 1t 石油 \approx 1000m^3 气$$

另外，石油可作为石油化工的化学原料，原油润滑剂和油脂润滑剂，并可用重质组分作铺路材料（如瑞士 Val de Travers 矿的天然沥青）。石油所有这些用途与其化学成分密切相关。

原油其它的主要物理性质有密度，粘度和溶解度。另外，较为次要的但实际和理论意义较大的性质有荧光性和偏光下的旋光效应（PERRODON，1966)。

原油的密度或比重是化学成分的反映，它随烃类和重质产物（如胶质、沥青等）百分含量的增加而变大；由此可见，重质原油常常含较多的硫。原油的密度或比重随油藏所处温度的增高，即随埋深而变小。

密度单位一般为 g／ml 或 g／cm^3，另外，也常用 API 度，其值越大，密度越小。

密度的变化范围：重质原油（与淡水密度相等）为 1g／ml（或比重为 1）(10°API)；轻质原油 0.77（50°API)。

密度是原油经济价值很有代表性的指标，还决定了它的价格。

粘度是与流动相反的性质，反映原油流动的性能。它取决于化学成分，随重组分百分含量，因而也随密度而变大。然而，有些较轻但富含 C_{30} 以上石蜡的原油却粘度较高（如石蜡原油)。粘度随溶解气含量和温度的增高明显降低。

粘度单位为 cP❶，从小于 1cP 到几万厘泊。

原油的凝固点与粘度有关。凝固点也与重质石蜡的含量关系密切。轻质原油和流体变为固体的温度很低；高粘度原油，一般富含石蜡，10℃左右便会变成粘糊状和固体状。

石蜡原油有较高的凝固点；降解的，也就是含蜡低的重质原油，凝固点较低，所以，常常只根据原油的密度就完全可以确定它们是降解的产物。

烃的溶解度是它们彼此相互溶解的能力。重的馏份和固态烃溶于轻质烃，气态烃既能溶解轻质液态馏份也能溶于液态馏份。轻质烃溶解重质馏份的这种溶解作用有可能使重质馏份的运移变得容易，例如东加里曼丹的 Handil 油田。

蒸馏作用只是把复杂地组合在原油中的气、液和固态化合物分离出来。

烃的这种互溶性最明显的表现为气溶于液态物可达很高的比例。气溶于油的比值，或称“气油比”，对很轻的原油和凝析油可以达到 1000m^3／t。

这个比值随原油比重的增加而减少，随压力也就是随深度的增加而变大，直至饱和压力（相当于泡点）为止。大于饱和压力，就出现分异气相，形成“气顶”。与此相反，比值会因油田的开发和压力的逐渐下降而减小。

比值的表示单位为 m^3／t 或 m^3／m^3。

溶解气会使液态物体积增加，其系数称为体积系数。该系数的精确度对计算储量很重要，因为油藏条件下的原油体积要大于地表条件下脱气的等量原油的体积。

体积收缩系数随溶解气量的增加也就是随原油变轻而变大，如下:

---

❶粘度的法定计量单位为 Pa·s，1cP＝10^{-3}Pa·s。——校者注

体积系数	气油比（m^3/m^3）
1.10	17.5
1.20	52.5
1.31	87.5
1.59	175
1.85	260
2.00	350

液态烃在水里的溶解度一般很低，随分子量的增加很快变小，但随其化学性质而有很大的差别，例如，在C数相等时，芳香烃的溶解度大于链烷；又如，己烷、环己烷和苯的溶解度分别为9.5、60和1750mg／l，有很大的差别。苯和甲苯是溶解度最大的液态烃。

当压力不变时，烃在水里的溶解度随温度的增高而变大，芳香烃更明显。但随含盐度和压力的增大而变小（McAULIFFE，1979）。

在紫外线照射下，原油（尤其是沥青）的荧光显浅黄色到绿蓝色。荧光性是芳香烃的一种特性，可能与存在双键和脂肪基有关。

这种特性对钻井和野外鉴别少量烃类有很大的用处，一般有助于区分烃类和煤。

偏光下的旋光性是原油的一般性质，它证实了原油的生物成因，尤其与类脂物的关系。旋光性随地质时间而逐渐减弱，还受成岩—深成热解作用的影响。

原油还有其它的物理性质：电阻率，约10^{11}～$10^{18}\Omega/cm$；电介质常数等于2，岩石为6～11，冰为94；折射系数，1.47～1.48，它随成岩作用加大而稍有减小。

原油的主要类型

TISSOT和WELTE（1978）根据原油的化学性质，尤其是不同组分的变化，即原油中烃类的分布划分原油类型：

由含量在50%以上的饱和烃和40%以上的石蜡（异构和正构）组成的石蜡原油属于比重约0.85的轻质石油，有些粘度较大，是因为含有小于10%的胶质和沥青以及小于1%的硫。

撒哈拉和美国的古生界原油，加蓬和刚果的白垩系原油，利比亚和印度尼西亚的第三系原油……等均是这种轻质石油。

环烷-石蜡原油也含50%以上的饱和烃，不到40%的石蜡（异构和正构）和环烷烃，含硫量也低，胶质和沥青含量5～15%，芳香烃25～40%。艾伯塔省、巴黎盆地、北阿奎坦、北海等地的原油均属此类。

环烷原油，饱和烃小于50%，环烷烃大于40%，造成这种比例有时是由于石蜡原油或环烷-石蜡原油由于生物降解作用而失掉链烷造成的。在湾岸区和北海多见有这种环烷原油。

芳香原油，饱和烃小于50%，芳香烃、胶质和沥青大于50%，常含硫，含量1%以上，属于降解产物。这种原油质重，具粘性，因其常含25%以上的胶质和沥青。

根据链烷的含量，原油可划分为：

沥青芳香原油，其环烷烃含量小于25%，一般硫的含量较高。属于这类原油的有阿萨巴斯卡的沥青砂原油，阿奎坦和委内瑞拉的重油等，都是原地聚集成的大规模原油。

环烷芳香原油，其环烷烃含量大于25%，含硫量低（小于1%）。如加蓬和刚果(Emeraude 油藏）的白垩系原油。

环烷原油和芳香原油之间，还可分出一级，即中间芳香原油，其特点是芳香烃含量为40～70%，胶质和沥青的含量为10～30%。这种原油通常含硫量较高（大于1%），质较重(比重大于0.85)。储量很大的中东侏罗系和白垩系的原油，西得克萨斯二叠盆地的二叠系和石炭系原油，西西里岛、西班牙和阿奎坦的侏罗-白垩系原油等均属此类。

含硫量高的原油常称为“酸油”，而不含硫的原油为“甜油”。

实际上，绝大部分的原油是由三种原油组成的：中间芳香原油，属于海相还原环境，环烷-石蜡原油和石蜡原油通常与非海相或三角洲的沉积环境有关。

对每个油气区还应考虑地温条件和变质作用的影响，因为这些条件和作用多少会掩盖沉积环境的标志而留下它们自己的痕迹。

这样看来，不成熟的原油一般质重，富含非烃化合物和沥青。

经受强烈深成热解作用的原油，因其含芳香烃和重质产物少，所以含石蜡量相对较高，随埋深（确切地说随温度）增大而变得越来越轻。

最后，变质作用和生物降解作用也可改变原油的成分：一方面，通过链烷和芳香烃的降解作用，有利于复杂的重质极性物，如胶质和沥青等的相对富集，形成了一些环烷芳香原油和沥青芳香原油，特别象沥青砂的“原油”就是这种情况；另一方面，通过细菌的破坏作用而减少了一定数量的石蜡，结果形成环烷原油。

许多作用可能常常相互交叉，尤其诸如埋藏浅的、未成熟的和相应有些变质和降解的原油混合一起时，很难把它们一一分开。因此，深成热解作用看起来还不能抹掉原先降解作用的标志。

人们习惯上把比重大于0.90或小于25°API的、油藏条件下粘度高的（大于100cP，甚至可能在100000cP以上）原油定为重质原油。它的含硫量常常大于5%，有时10%，而且金属含量（钒、镍）可达到600ppm (TISSOT，1981；PELET，1983)。

重质原油的烃类成分，C_{15}^{+}的比例较大，轻质产物如果有的话含量也很低。在这种原油的成分中，轻质烃的含量可能较低。

重质原油有不同的成因。

它们一般经受过如下的降解作用：轻质元素的离去，淡水的冲刷，氧化作用以及微生物的降解作用。

重质原油属于富含重质化合物的那种原油，如石蜡原油和沥青原油，它们的粘度非常高。

重质原油与碳酸盐岩母岩的关系非常密切。

重质原油也可能是一些含烃较少的未成熟原油，它们含较多变质轻微的极性物，如沥青、胶质……等。

分析这种原油的不同成因比较困难，因为变质作用也可以影响它们，不管是成熟的还是未成熟的，尤其后两者的现象都具有埋深不大的特征，而且成熟作用的特征还常常受到变质作用的破坏

重质原油的原地储量相当大，约280～350Gt，大部分集中在加拿大和委内瑞拉的露天沥青砂里。

1.1.2.3 固态烃

从化学的观点看，属于这类固态烃的有比较简单的天然烃类(如甲烷的水合物)和复杂的常呈粘稠状的天然烃类(如分布广泛的沥青)以及在沉积岩层里最常见的沥青砂和油页岩。

现举其主要的分述如下。

甲烷的水合物或笼形化合物

在低温和低压的条件下，甲烷可以沉淀结晶成甲烷水合物或笼形化合物，即甲烷的一个分子结合6个水分子。按这种情况，则标准状态下的170m^{3}的甲烷可缩合成1m^{3}的水合物。

这些水合物开始出现的条件是：温度小于0℃，压力小于25bar；温度0～20℃，压力为25～250bar（图20、21）。

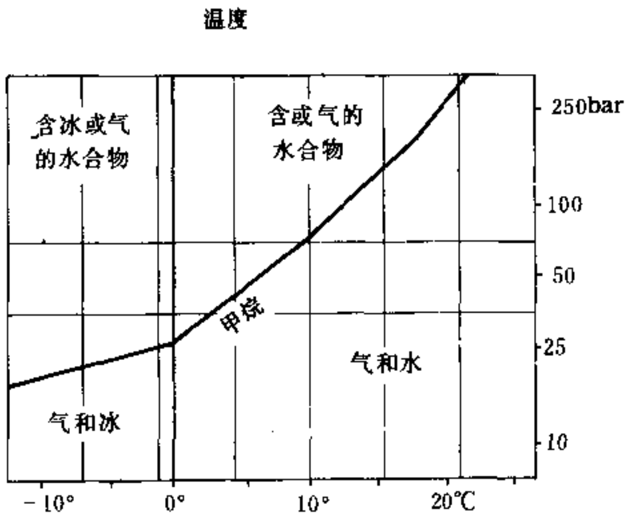


图20　形成甲烷水合物的条件（据KATZ等，1959）

天然沥青族（沥青砂、油页岩）

根据开发的观点，天然沥青可以定义为主要由很重的烃类和次要的含硫化合物组成的粘稠混合物。其粘度大于10000cP，比重为1左右，从经济上看，不能用传统的方法进行开采。从天然沥青抽提的半纯原油称为合成原油。

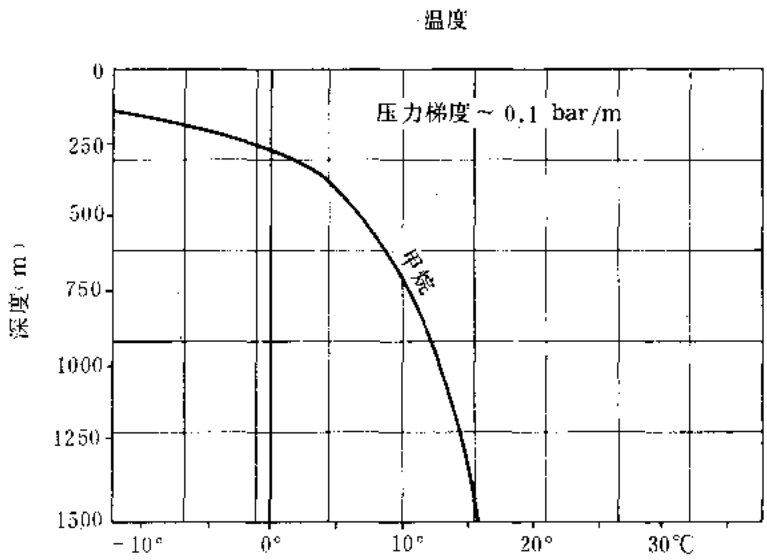


图21　形成甲烷水合物的深度—温度曲线

根据物理化学的观点，天然沥青是一些主要由C、H、O和少量N、S组成的化合物，是高分子量的石蜡烃、环烷烃、芳香烃和非烃的杂原子物质如胶质、沥青、炭青质等的复杂混合物，这些混合物在化学成分上的差别是它们在有机溶剂中有不同的溶解度。天然沥青分子量变化很大：300～1500者为接近原油和胶质并溶于正戊烷的组分；600～10000者为不溶

于正戊烷而溶于苯的沥青质；分子量更大者为不溶于苯的炭青质。除了含硫和氮的化合物外、在这些重的组分如沥青质中还含钒和镍。

天然沥青，从其结构看，可能是由脂肪链连接的芳香环所组成的复杂聚合物（WEN等，1978）。天然沥青的分类问题比较复杂且有争议，一般是根据它在不同的有机溶剂中选择性的溶解度进行分类的。根据天然沥青在硫化碳中的溶解度首先就可分出不溶性的焦沥青和干酪根。

溶于戊烷的液态天然沥青主要含石油。

固态天然沥青依其在不同溶剂中的溶解度可划分为三类：地蜡，主要由链烷烃链组成，如尤因塔盆地的典型地蜡，也有由脂肪酸和脂酸的混合物组成；沥青，如委内瑞拉湖和特里尼达湖所见的，是含硫1～6%和含钒的高分子量的复杂化合物；沥青岩，如硬沥青和脆沥青，是油页岩的重要组分，为富含碳的芳香核聚合物，少含氮（2～3%）和卟啉（ABRAHAM，1960和WEN等，1978）。

沥青砂

沥青砂或称油砂，是指含天然沥青或其它重质原油的产物、粘度很高、不能用常规方法开采的固结或不固结的沉积岩。有些油藏可随深度看到沥青砂和重质原油之间各种过渡产物（参阅第二篇第4章）。

根据岩石矿物分析，沥青砂颗粒比较粗，分选好，多孔，可渗透。水湿润的孔隙度小于10%。沥青约占其侵染岩石重量的18～20%。

根据地球化学分析，天然沥青和重质原油以饱和烃和轻质产物百分含量低而沥青质和富含N、S、O的复杂化合物含量为主为其特征。

据以上的分析，可以认为天然沥青的形成至少有三个过程：干酪根的不完全成熟作用，是属于一些原地和埋藏浅的相对不成熟的产物；生物的和物理-化学的变质作用，尤指在油气泄漏和与大气水相对连通的地层里细菌对大量链烷烃的破坏作用；烃类的脱沥青化作用，是指在埋藏深的地层里深成热解作用过程中烃类的裂解作用和多少呈固态的残余物的形成作用（SILVERMAN，1978）。

油页岩

一般见于泥质沉积岩，但较常见于碳酸盐沉积岩，这类岩石富含有机质（干酪根）而天然沥青含量少（0.5～5%），在温度500℃左右可热解生成烃类。

油页岩的有机质主要由湖相和海相的藻屑组成。它的化学成分复杂、变化大。元素分析表明：H的比例较大，H／C高，约1.25～1.75。O／C变化在0.02～0.20之间。分子量大约1200。

这种岩石因有机质含量高而比重较低，约等于1（TISSOT和WELTE，1978）（参阅第二篇第4章）。

小结

石油和天然气主要由以饱和烃为主的烃类链烷烃或环烷烃组成，含450种左右的化合物。其不同的分子和特性使原油成为合成许多化工产品的原料。在地表，各种烃类的组合形式丰富多采，有气态、液态和个别的固态三种状态。在地下深部，压力和温度的复杂配合作用使这三种状态的界限发生明显的变化。

烃类的主要物理性质及其经济价值是它具有高的热能，这决定于它本身的化学成分。这种性质尤因其呈液态显得更有意义。

1.2 烃类的生成

烃类生成在富含有机质并经历过成岩–深成热解作用的沉积岩里，这些岩层称为母岩。

烃类在某些条件下，如达到一定的富集程度以后，便会离开生成它们的岩层而进入多孔的和渗透的内压较低的储集岩里。这个过程习惯上称为"初次运移"。

为了更好地了解烃类生成机理及其生油母岩的特征，需进行如下的讨论：活有机质的主要组分，形成干酪根的沉积环境和沉积作用以及在成岩作用和深成热解作用期间烃类的后期转化作用。

今天，有充分的事实可以证明石油是生物沉积成因的，而无机说却只具有历史的意义了。但是，不能排除甲烷在极少数的情况下有矿物成因的可能性。

本节的全部内容，常常引用 TISSOT 和 WELTE 的近著《石油形成和分布》（1978），这本书和 HUNT 一书为这个主题提供了最完整的论述。

1.2.1 活有机质的主要组分

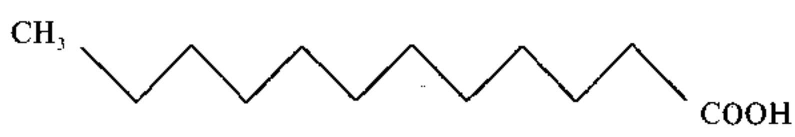
今天所有活有机体就象过去存在的有机体那样，主要由少数几种化学物质如蛋白质、碳水化合物、类脂化合物、木质素……等组成，这些物质占的比例常因动物和植物的群或族不同而有很大变化。

蛋白质，一般是有机质的重要部分，是由氨基酸组成的高度结构化的聚合物了。它分布在动物组织和酶的成分中。氨基酸是单分子物体的代表，易溶于水。

碳水化合物，包括糖类及其聚合物；它们与甲壳质、几丁质和孢子花粉一起构成生物机体的重要部分。甲壳质主要由高等植物形成，它在木质组成中占相当大的部分；几丁质主要分布在动物机体中；孢子花粉在孢子和花粉里。另外，碳水化合物也是有机体能量的来源。

类脂化合物是指所有不溶于水而溶于有机溶剂（氯仿）的有机产物。它含较多的常见于植物油里的不饱和脂肪酸。类脂化合物大量分布于藻类里，如葡萄藻和硅藻，含量高达干重的 70%，还大量分布在色素、种子和孢子里，在这里它聚集大量能量。

类脂化合物还特别含有油脂。油脂是一种脂肪酸酯。饱和脂肪酸的简化式为：



式中每个角对应为 CH_2。类脂化合物也常含不饱和脂肪酸。

由类异戊二烯组成的萜烷化合物也划在类脂化合物里，它可以聚合成长链或环状。

类脂化合物是许多植物诸如树胶等的成分，也是孢子花粉、角质、叶绿素、类胡萝卜素……等的成分。

类脂化合物不溶于水，化学上常比其它化合物更为稳定，它在烃类生成中起着主要的作用。通过细致的化学分析，尤其同位素 $^{13}C/^{12}C$ 的分析，说明石油主要由有机质的类脂化合物衍生而成，而煤则来自植物残体，主要是非类脂物的木质–甲壳质组分。

另外，通过一些生物化学标志物证实了烃类和类脂化合物之间在化学上存在直接的亲缘关系（SILVERMAN，1971）。

类脂化合物在能够转化成石油的有机组分中起主要的作用。

除了上述的原始物质外，还应提及木质素和丹宁酸。木质素是一种高分子量芳香结构的多酚，是高等植物机体的骨架。丹宁酸是浸染机体表层组织的低缩合多酚。

组成生物体的几种有机质的特征

生物体是由若干大类的活有机体组成：海相浮游生物、细菌、藻和高等植物等。

海相和湖相浮游生物，如微藻等，主要由蛋白质组成，占其质量的一半，其次为碳水化合物和 5～25%的类脂化合物。有些微生物如硅藻等，特别富含类脂化合物，后者大部分由脂肪酸和 3～5%的烃类（主要为正构烷烃）组成。

细菌，属于最原始的生物，除了水以外，主要也是由蛋白质组成，其次为 10%的类脂化合物和烃类（大部为 C_{10}～C_{30}）。细菌大部分依靠脂肪酸生活。

陆相高等植物，尽管部分是种子、孢子、蜡和胶质，但主要由纤维素（30～50%）和木质素（15～25%）组成。它含相当数量的类脂化合物，如含 C_{27}、C_{29} 和 C_{31} 的正构烷。

源自浮游生物、藻类和细菌的有机质一般都是原地沉积或垂向沉积，称为原地成因；而陆上高等植物的有机质是通过风和河流被携带到沉积盆地里，称为异地成因。

1.2.2 沉积环境和沉积作用——干酪根

在各种活的有机体死亡之后，有机质保存在有机体的遗体中，跟随泥质颗粒一起分散在或溶解在水中。有机质要沉淀下来，就必须在沉积前不被降解和沉积时及其以后得到保存，这意味着首先要有一个含水的环境。

有机质沉积前的保护作用需要一个缺氧环境和绝氧的水体，就是完全静止的、封闭的和经常成层的水体。对占海相有机质沉积主要部分的浮游生物来说，因其下降缓慢常常较易得到保存。

浮游有机质在下降时通过流速为每星期约 100m 的水体时，绝大部分有机质都要受到破坏，估计平均只有 2%的有机质能到达浅海底，约 0.02%能到达洋底。

另一部分有机质则被来自海底的底栖生物破坏。

因此，有机质的沉积量取决于生成的生物量，即沉积环境的有机物生产量和沉积环境的物理-化学条件。

这样，沉积盆地的性质直接控制了未来生油岩的形成（CURTIS，1980）。

1.2.2.1 沉积环境

有机体生产量高的沉积环境是因其反应作用常引起氧的缺乏，这种环境既受外界能量（如使植物光合作用的太阳），也受诸如磷酸盐和硝酸盐等营养物的制约。这些有利而特殊的条件在海洋和陆地上均可以存在。

太阳能只在海洋和陆地的表面分布，但它可遍布整个地球的表面。它是光合作用的能源，而光合作用已经历了 20 亿年的岁月，它是所有生物赖以活动的基础。

主要由氮、磷、硅和铁构成的营养元素在陆地上来自土壤，在海上，或通过河流和水道的排泄作用把大陆上这些元素搬运来，或通过上升海流把季风带中矿化度高的冷深层水带上来。

因此，这种有利的含水环境多分布于大陆边缘、陆棚、斜坡和海岸，也分布于泻湖、封闭海（或限制海）和湖泊。

在沉降作用和沉积作用均较强烈而复杂的大三角洲也可能发育类似的沉积环境，如尼日尔、密西西比、恒河和印度尼西亚的马哈坎等三角洲地带和三角洲盆地。一般来讲，这些沉积环境气候湿热，沉积作用强烈，以泥质沉积为主，富含继承性的腐殖型有机质。

在诸如西南非洲岸外、沃尔维斯海峡、尤其是智利和加利福尼亚海岸等有上升流地带，由于表面生物活动强烈而缺氧使下伏层出现缺氧环境。另外，由于某些微藻的大量存在使浮游生物群中毒，引起海水变色和有机质的大量沉积。可以认为这种环境特别有利于生油母岩的形成。因其气候干旱，沉积作用较弱，有机质以浮游生物和腐泥型的为主。

类似的现象也见于藻类特别繁殖、养料充分的湖泊和泻湖里。也可以认为，有些碎屑物源少而 pH 值高的湖相盆地，是碳质物堆积的最好场所。有些湖泊藻类，如葡萄藻和蓝藻等，是生油母岩特别重要的成分。巴西的 Reconcavo 盆地，美国的绿河盆地等，都是湖相盆地富含这些藻类的很好证明（参阅第二篇第 2 章）。

封闭海或半封闭海（如黑海、波罗的海、里海、加利福尼亚海湾）和湖泊（如马拉开波湖等），都是有机质沉积极好的环境。

在这种特殊环境下，沉积物中的有机质百分含量平均小于 0.5%（泥岩中小于 0.9%，砂岩和碳酸盐岩中为 0.2%），有可能高达 2～10%以上。

因此，可以认为，高丰度的有机质含量是有机质生产量高及保存良好的结果，也可以认为是反映水底沉积环境变化的结果。

正是这些特殊的沉积环境成为可能变成生油母岩的沉积物的发源地。

沉积速率对有机质的保存和扩散起一定的作用。快速沉积使有机质散布在碎屑物里，反而保证了有机质快速深埋和有效地保存了这些易碎的物质。由于快速沉积能迅速地把沉积层带到一定的深度并具较高的温度，从而缩短了细菌破坏有机质的时间。

缓慢沉积对某些地层反而有利于有机质的堆积。在这种条件下，有机质的保存绝对需要一个相当封闭的环境。因此，研究这些沉积环境就具有特别重要的意义。

粘土矿物在固结和保存有机质方面似乎起着颇为重要的作用。它们能够吸附某些极性有机化合物和转化溶解了的有机质，因而减少了有机质在水中变质的风险（DOW，1978）。

根据这些认识，可分出与两个生物家族对应的两大类型的沉积：局限海或湖泊的沉积，其特征以浮游生物或藻类的腐泥型有机质为主；半咸水沉积，泥质沉积速率快，富含腐殖型有机质。很显然，还应分出全部的中间性沉积。下边可以看到第一种沉积是含油区（常常含环烷油区）的发源地，第二种沉积富含天然气和石蜡原油。

1.2.2.2 沉积作用

本节研究有机质在刚沉积的沉积物里（如泥质）开始发生的重要转化作用。这是有机质转化成烃的第一步，相当于生物（生物化学）成岩作用阶段。

成岩作用的第一阶段在水与沉积物的界面之下发生沉积作用时便马上开始，并继续进行下去但速度逐渐地无规律地慢下来，一直到数百米深的低温带（温度小于 60～70℃）(PHILIPPI，1977)。在这个过程中，沉积物在数百米即在浅的沉积环境下，要受泥质中的微生物（如细菌）的作用（参阅第一篇第 2 章）。

这种生物活动与沉积环境的状况密切相关。首先是沉积环境的深度。生物活动在浅水的沉积环境下较为强烈，随水体厚度增大而有所减弱，至洋底深度时表现得非常微弱(PELET，1974)。

在上述的反应过程中，pH 值增加微小，但沉积环境却变成强还原环境。碳酸钙和硅质部分溶解，同时释放出来自有机质降解作用的 CO_2、H_2S 和 CH_4。实际上，这是细菌破坏了有机质分子，从而放出二氧化碳气和甲烷，它还破坏了属于干酪根成分的复杂的不溶残渣。

在这些转化过程中，明显的特征是有些官能团消失了，表现为轻的同位素^{12}C略有增加。

细菌，尤其是硫酸盐的还原反应产生 H_2S，当铁存在时，它被粘土矿物吸附并生成黄铁矿。当生油母岩为碳酸盐岩时，吸附 H_2S 较少，使 H_2S 与有机质得以结合起来，尔后便进入生成的烃中。

在某些情况下，如较深而无注入量的湖泊，象基伍湖等，以纤维素为主的沉积有机质的封闭作用可生成大量的甲烷。这是所谓"早期气"形成的过程之一。

但是，应该承认，初期转化作用最重要的产物是干酪根，它最终成为烃类的演化长河中的起点。确切地说，真正形成烃类的来源是有机分子，如类脂化合物，它能阻止沉积早期强烈的生物成岩作用。

可以认为，这个阶段的生物成岩作用实际上相当于有机质降解作用的一个阶段，它可能是以消耗液态烃来生成甲烷的。

同样，埋藏速率可能起着重要的作用：埋藏速率快，可以减少微生物降解作用的时间并随温度的升高而中止降解作用，这样，大量的有机质成分就有可能得到保存；埋藏速度慢，只能保存到非常少一部分的生油岩物质（COLEMAN 等，1979）。

有机相

根据有机质特征，有机相可分为两个主要类型：腐殖相或碎屑相，腐泥相或自生相。

腐殖相与水力或风力搬运有关；如植物组织、孢子、花粉、尤其是镜质体等（煤层限于这两种搬运方式）；腐泥相大部分为藻类和浮游生物，主要是水生的、海相的、半咸水或湖相的。

腐泥相一般含有可辨认的藻类，堆积着未发生分异的藻类物质，分布零散。这种环境常常无碎屑（特别是腐殖质和镜质体）的注入；它与蒸发相伴生。这种情况属于半沙漠气候环境。

腐殖质大部分由高等植物、孢子和花粉等碎屑组成，一般砂泥沉积作用为主，常属于潮湿气候环境（ROBERT，内部资料，1978）。

根据干酪根的化学性质，上述两类有机相可以一定的形式叠置来确认Ⅰ、Ⅱ、Ⅲ类。

1.2.2.3 干酪根

沉积岩中不溶于有机溶剂或碱性溶剂的有机组分定义为干酪根。

因此干酪根不同于能够溶于上述溶剂的有机组分，干酪根的通用名称为"天然沥青"。它是地球上有机质分布最广泛的形式，是煤和液态石油的 1000 倍和非储集岩石中分散天然沥青的 50 倍（HUNT，1972；TISSOT 和 WELTE，1978）（图 22）。

根据化学分析，干酪根是大分子的缩合芳核络合物，是通过杂原子链或脂肪链连接起来的。它可能另外还含类脂化合物。它的结构是无序的，但在深成热解过程中也发生一些有序结构。详细观察结果，干酪根是由可辨认的植物颗粒；前期降解的分散有机质以及次生的沥青质（孢粉切片中观察到的片状非晶质物，是矿物格架受化学破坏后的一种分散物富集形式）组成。

另外，干酪根中见有微量的由植物或"动物"合成的特殊有机物，如链烷、脂肪酸、萜烷、甾烷、卟啉和直链烃，证明它们在经历了有机质的分解作用和成岩作用后未被破坏，这些有机物被称为地球化学标志物。

毫无疑问，这些有机物在石油生成中作用不大，但是对了解石油生成过程却具有重大的

意义。

它们的结构一方面反映了生油有机体中有机质的结构，另一方面也反映在埋藏过程中这些物质经受过的反应作用。在地球化学标志物中，值得指出的是藿烷，$C_{30}H_{52}$，经过确认，许多衍生物都是它派生的。

从同位素来看，有机质沉积环境的性质体现在 $\delta^{13}C$ 的不同。属于海相环境富含脂肪结构的干酪根比来自高等植物和腐殖质具芳香结构的有机质含同位素 ^{13}C 少一些。海相地层的 $\delta^{13}C$ 值为−23～−30‰，非海相有机质和原油的 $\delta^{13}C$ 值为−28～−32‰（图 16 和 19）。

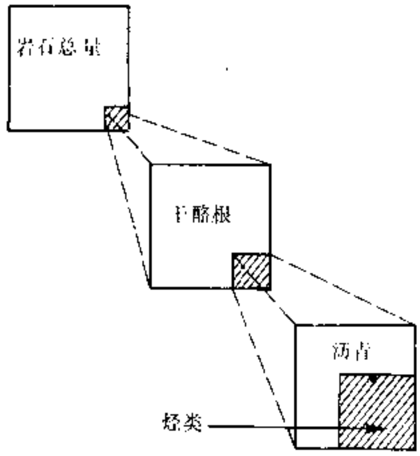


图 22 烃类在岩石总量、干酪根和沥青中所占的比例
(据 TISSOT 和 WELTE，1978)

同位素成分也随埋藏过程而变化：埋藏开始阶段，同位素成分变化比较大，活有机质的 $\delta^{13}C$ 为−32～−5‰，新沉积物的 $\delta^{13}C$ 为−32～−20‰；在成岩和深成热解阶段，同位素成分变化很小；接近变质阶段时，$\delta^{13}C$ 值达到−10‰时出现非常明显的变化。

从年代地层学看，^{13}C 随年代的变老而变小；新生代原油的 $\delta^{13}C$ 值约−25‰，古生代原油接近−30‰（STAHL，1977）。

1.2.3 成岩转化作用和深成转化作用

根据一般规律，有机物质比矿物更脆和不稳定，进入成岩作用阶段后，有机质的转化作用显得很重要。正是干酪根在沉积后发生这种突然的转变才生成石油和天然气的。

然而，应指出在加利福尼亚陆缘的 Santa Barbara 盆地的近代沉积物里原油的成分与烃类的成分接近。这个发现使得一些研究者认为烃类的生成作用在沉积旋回的初期早就开始了(COPELIN，1979)。

不管如何，石油和天然气乃是埋藏过程中化学转化作用的结果。同样，埋藏的速度和强度以及由此引起温度的增加，即沉降作用的加强，对有机质的成熟作用起到主要的作用。

这些转变作用和生成作用都是在成岩作用和深成热解作用（见第一篇第 2 章）的背景下进行的。这些导致形成烃类的反应作用跟形成各种煤和甲烷的高等植物衍生物的有机物质的煤化作用同步（表 1）。

无论是成岩转化作用还是深成转化作用，有机质都要向更高一级和更加稳定的产物转变，因为最无序的结构，如官能团，因其最弱的键断裂而逐渐消失；分散的原子基团生成 CO_2、H_2S 和水。根据这种认识，烃类的生成只是有机质歧化作用或氧化−还原反应总过程中的一个方面，与此同时生成富 H 的还原物和贫 H 具芳香结构的氧化物，其流程图如下：

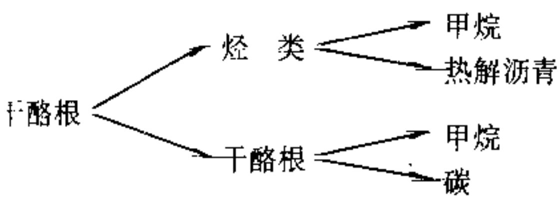


表 1　烃类和煤成岩转化作用的基本参数

阶　段	R_v	LOM	TAI	烃　类	煤	挥发分（%）
成岩作用	0.30 0.5	2 4 6 7	2.5	甲烷＋早期气（未成热带）	泥炭 褐煤：软褐煤、暗褐煤、亮褐煤	45
深成热解作用	1 1.5 2	8 10 11 12	3.5 4	油光（油窗） 湿气 凝析气	煤：烟煤、肥煤、瘦煤	40 30 20 10
深变作用	2.5	14 16	5	甲烷	无烟煤	5
变质作用	4	18 20		?	无烟煤	

有机质在温度的作用下向有序度更高和稳定性更大的方向转化，这可能是烃类必经的阶段。

早期干酪根的化学性质据其演化路径可定为三种类型：Ⅰ、Ⅱ、Ⅲ。

类型Ⅰ，H／C 高（1.5 以上），O／C 低（小于 0.1）；它大部分由类脂化合物（尤其脂肪链）组成，是来自藻类（如葡萄藻等）物质堆积的结果。类型Ⅰ干酪根生油量大。如绿河油页岩，它与藻类岩（VAN KREVELEN，1961）和腐泥岩（COMBAZ，1975）相似。

类型Ⅱ，较为常见，尤其在局限海的沉积物里，其特征是 H／C 较高，O／C 较低。Ⅱ型干酪根富含脂肪链和环烷−芳香链，常含硫。它是壳质组和藻的组合。

类型Ⅲ，主要为陆源高等植物的组分，以含氧和缩合的多芳香官能团为主，含少量的脂肪链。H／C 低，O／C 反而较高。这类干酪根产油量低，只及Ⅱ型的 1／5（TISSOT，1973）。因此，它只能提供中等生油岩，主要趋向于生气以及二氧化碳和水。它与煤的镜质体一样，具有较强的抗变质能力的优点。

以上划分不完全包括分布在沉积岩里的各种有机质，如煤中含氧最多的组分，它的 H／C 值比Ⅲ型干酪根低，其中称为惰质组的含氧有机质，是由“死碳”组成，实际上它未受过增温作用，因此，仍具有生气的能力。

不同类型的有机质与沉积物质和沉积环境的性质有关。类型Ⅰ和类型Ⅱ干酪根多与碳酸岩相或非碎屑的泥岩相伴生；类型Ⅲ干酪根则可能出现在冲积作用较强的海相砂泥沉积环境里。

Ⅲ型干酪根跟沥青产物和腐殖泥煤（“藻煤”和“烛煤”）无关。Ⅱ型与正常煤的腐殖质（镜质体）有关。正常煤含两组煤素质：惰质组和壳质组。

按照前述的顺序，下边分别讨论两大成岩阶段：成岩作用和深成热解作用。

1.2.3.1 *成岩作用*

有机质和烃类的转化作用可在细沉积物中观察研究，细质沉积物是形成它们的地方，这

样才能放弃以为烃类是运移而来的错误认识（HUNT，1977）。

有机质和烃类的转化作用是生物（细菌）作用和热-催化作用的结果。

通常，生成甲烷的细菌作用只限于几百米深的沉积物。随着压力和温度的增加、有毒物质的发育和有机质的消耗，细菌作用会减弱，因而细菌的数量随埋深而减少，但很不规律。

然而在低温（小于 30℃）条件下，微生物的活动也许能延伸至 1000 或 2000m 深（CLAYPOOL 和 KAPLAN，1974）。细菌对有机质，有时尤对含煤物质、一些腐泥质干酪根等起降解作用。这可能是早期天然气大量生成的原因，一般特征体现在同位素成分上而不是细菌上。生物成因的天然气可能占世界储量的 20%（RICE 和 CLAYPOOL，1981）。在 Pô 平原，这类天然气占储量的 80%，埋深 4500m（MATTAVELLI 等，1983）。

镜质体反射率 $R_v < 0.5\%$ 和温度小于 50～60℃ 的这个成岩阶段，第一批的化学反应无疑是因某些矿物（如蒙脱石和白云石）的催化作用引起的，使有机质结构中最弱的链键断裂，也就是主要使一些酸、醚……等官能团断开（脱羧基作用）。在 VAN KREVELEN 流程图上Ⅲ型干酪根表现为 O／C 值急剧降低，H／C 值降低慢些，Ⅱ型干酪根的 H／C 值下降范围较小（图 23）。因此，如Ⅲ型干酪根，形成了一些水、CO_2、甲烷和诸如胶质和沥青等重质杂原子化合物。这就是从未成熟有机质中生成甲烷和少量乙烷构成“早期天然气”的阶段（WEBER 和 MAXIMOV，1976）。

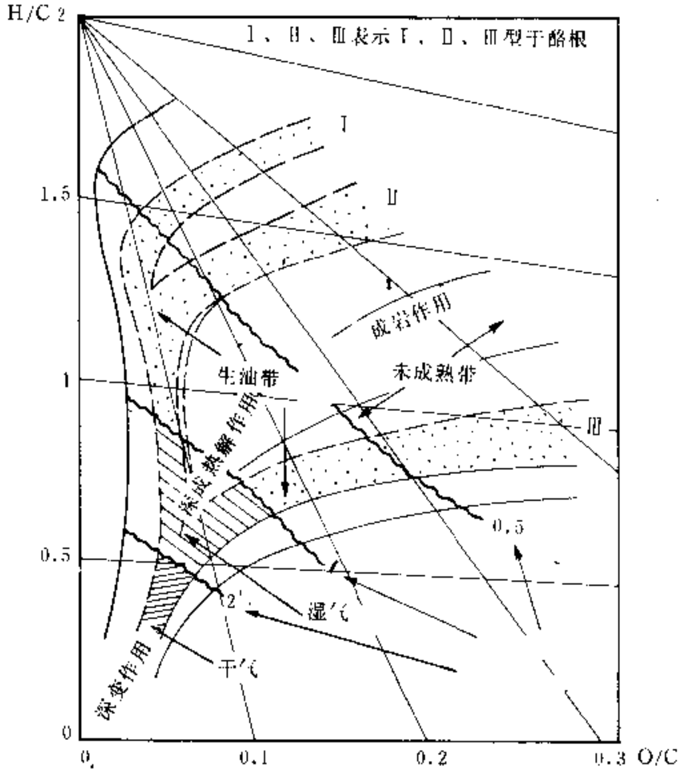


图 23　按照 VAN KREVELEN 流程图编制的干酪根演化示意图（据 TISSOT 和 WELTE，1978）

在同位素图上，较晚形成的早期气，$\delta^{13}C$ 值都小于−60‰（−95～−60‰），接近生物成因的 CO_2 的 $\delta^{13}C$ 值，而其它气的 $\delta^{13}C$ 值一般都大于−50‰（TISSOT 和 BESSEREAU，1984；SCHOELL，1983）。

1.2.3.2 深成热解作用

有机质“成熟”和“烤熟”生成油和气的温度范围是 50～60℃，但随干酪根的性质而有所不同。根据温度的高低可分为两个主要的阶段：第一阶段属于生成液态烃的主要阶段，常常称作“油窗”；第二阶段以生成湿气为其主要特征。

早期深成热解阶段或“油窗”阶段

正是在温度从 50℃ 到 120～150℃（基本在 100℃ 以上）范围内，干酪根转化成 C_{15}、C_{40} 等组分的烃类是最大量的（HUNT，1977）（图 24）。

这条生成和保存液态烃的层带称为“油窗”，其有机质标志（参阅第一篇第 2 章）因干酪

根的时代和性质不同在如下的小范围内变化：R_v 为 0.5～1.0 至 1.2，*TAI* 为 2.5～3.5 至 4 左右，LOM 为 7～11 至 12 左右。当地温梯度为平均值时，它们相应的近似埋藏深度为 1.5～4km，或者当地层为第三系时，它们对应的最高古地温为 60～130℃。这些温度对前第三系和Ⅰ、Ⅱ型干酪根（或者腐泥型有机质干酪根）可以偏低一些。

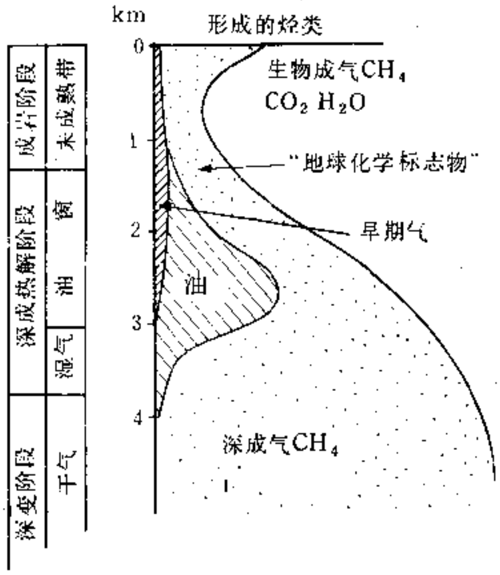


图 24　细粒沉积物的含烃量随温度变化图（据 HUNT，1977）

从实践来看，*TAI* 在成岩作用弱的范围内较为灵敏，R_v 则要在值大于 0.5 以上才好。

在以 VAN KREVELEN（1951）命名的原子流程图上（图 23），他根据不同性质的干酪根确定了它们的转化"途径"。

从化学观点看，这些转化主要表现为 H／C 值的减少比 O／C 快。

这种演化明显地因干酪根类型的不同而异，其特点是：腐殖型干酪根的 O／C 值减少较快，以生气为主；Ⅱ型干酪根的 H／C 值，由 1.25 降至 0.5 左右。

在对生成的烃类进行深入的化学分析时，人们发现随着深成热解作用的逐步加强，化学链变短，分子量变小，正烷烃含量比异烷烃的和环烷烃的增多，芳香环与饱和环的比值逐渐增高。同时，在正烷烃族里，奇数 C 个数优势消失（有些沉积物和有机体的奇偶个数相等甚至以偶数 C 占优势）（CONNAN 和 VAN DER WEIDE，1978）。

转化速率因温度的变化而变化，它呈指数关系增长（PHILIPPI，1965）。

例如，质量中等的即藻类和壳质组含量达 50%的干酪根，随 R_v 的增加，它的转化曲线或生成原油的百分含量曲线就是呈指数变化的。在这种曲线图上，可以看到，当 R_v 在 0.6 和 1.2%区间或油窗时，大部分的石油已经生成（WAPLES，1979）（图 25 和 26）。

芳香烃比较稳定，不易被热解，它的存在可能阻碍了演化作用。但由于碳酸盐生油岩富含最终能大量生成原油的类脂化合物，而使烃类生成作用继续进行。

从物理观点看，烃类的生成表现为体积的增大，因而，当岩石的渗透性差时，还表现为岩石流体压力的增高。另外，这种生成作用导致生油岩性质的变化（如电阻率的增大），如威利斯顿盆地的 Bakken 组（MEISSNER，1978）（图 36）。

晚期深成热解作用阶段

这阶段对应的温度在 110～120℃以上，到 200℃左右，R_v 为 1～2%，残余的干酪根 C—C 键和已经生成的烃类都要被裂解而且变得越来越轻，只表现为出现更多的气，到最后为甲烷。干酪根的 H／C 值逐渐降低，到只剩下不溶有机质时为零；当只有甲烷时，这时生成烃类的 H／C 值为 4。

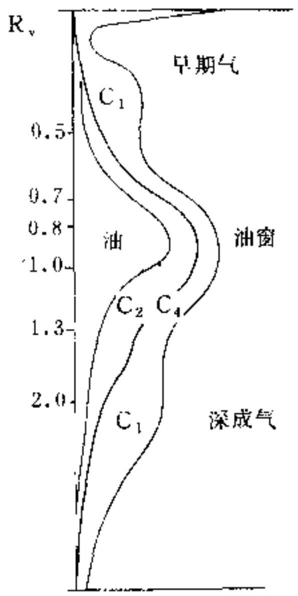


图 25　烃类生成的丰度随成岩作用的变化图
(据 CHILINGARIAN 和 YEN，1976)

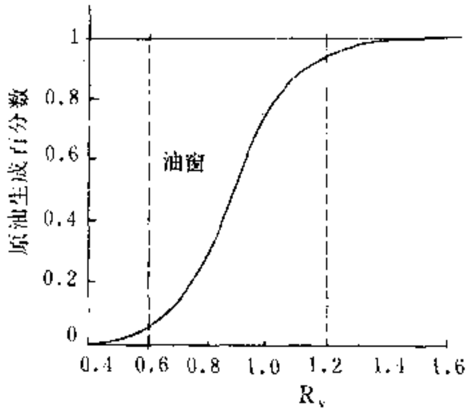


图 26　生成原油的百分数随 R_v 的变化图
(据 WAPLES，1979)

从同位素来看，这些气体的 $\delta^{13}C$ 值在成熟过程中是增加的，一般 $-60\sim-30‰$；同时，干酪根的 $\delta^{13}C$ 值也增加，到变质阶段时为 $-10‰$ (图 27)，这时候，碳酸盐岩生成的 CO_2 可能混入甚至取代烃类，而且从干酪根中残留的 S 或从有机化合物还原出来的硫化物中形成大量的 H_2S 以及从芳核中形成 N_2 (TISSOT 和 BESSEREAU，1982)。这些气体对增加碳酸盐岩的渗透性从而有利于烃类的运移起到了重大的作用 (ERDMAN，1975)。

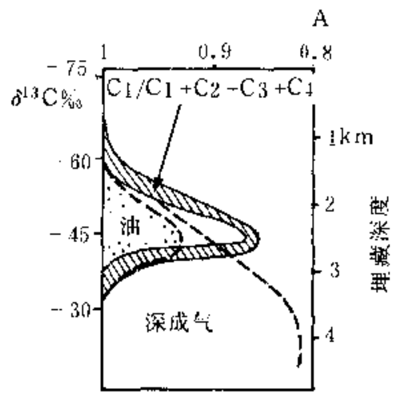


图 27　$\delta^{13}C$ 随 $C_1/C_1—C_4$ 值和深度的变化图
(据 CHILINGARIAN 和 YEN，1976)

荧光性的变化

有机质的荧光性开始时是随有机质的类型而变，这可能与 C＝C 键 (或烃类中的芳核) 有关，同时它也随深成热解作用的程度而变。

有机质发射荧光颜色的波长 (可见光) 随着成岩作用的加强向更长的波长变化。藻类的波长变化范围较宽，几乎包括全部的可见光谱，如葡萄藻尤其塔斯马尼亚藻的荧光颜色如下：未成熟带 ($R_v<0.5\%$) 为绿色，生油带为黄色，次为桔黄色，$R_v 1\sim1.2\%$ 带为淡红色 (ROBERT，1983)。

荧光的变化可用光谱分析法也可用肉眼显微镜观察，这为成岩作用的常规分析提供了一种好的手段。

1.2.3.3 有机质演化作用概述

因压力，特别是温度的增加而引起这一系列的转化作用可表示在图上：假设地温为平均

梯度，则纵坐标为埋藏深度，横坐标为形成烃类的数量。

在这样的图上（图 28），可以看出：浅部为未成熟带，其特征为 $R_v<0.6$，形成 H_2O 和 CO_2，有少量早期烃类如 CH_4，有时还有同样数量的汽油（CONNAN 等，1978）；往下是生油带，首先是富含极性物的重质原油，次为环烷胶质，最后为石蜡胶质，R_v 从 1～1.3，相应的温度约 150℃，湿气生成带的 R_v 为 2；深度较大的为干气（甲烷）生成带，R_v 达到 2，对Ⅲ型干酪根则还低些；温度大于 150℃时，芳核的破坏可同时生成 H_2S 和 N_2。

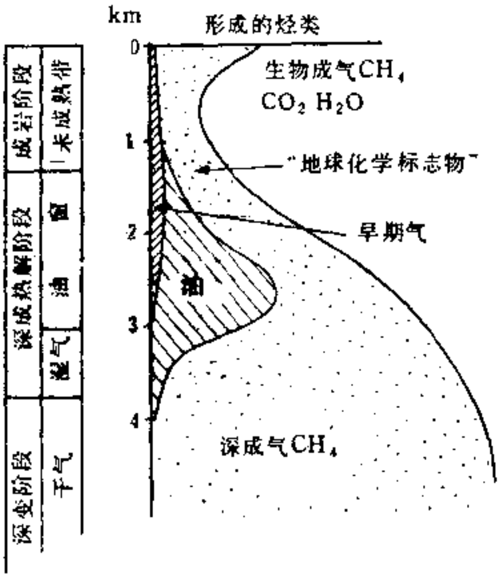


图 28　平均地温梯度下，烃类生成随深度变化图

以上的转化作用决定于有机质的性质；Ⅲ型干酪根生成液态烃的温度较Ⅱ型干酪根的为高。因此，油窗的概念应根据干酪根类型来确定，尤其在Ⅲ型干酪根占优势时。

当 $R_v>2\%$时，说明进入了深变作用阶段，这时只存在甲烷和主要由芳香层叠置而成的稳定残渣。

甲烷在温度高达 550℃以上基本上保持稳定；然而，水是地下普遍存在的流体，当有水存在时，对甲烷就会产生某种离解作用。在深度大约为 9000m 时，根据地温梯度的不同，可能有 5～40%的甲烷遭到破坏。硫或硫化物的存在也会明显地降低甲烷的稳定性（BARKER 和 KEMP，1979）。

通过对圈闭在细粒生油岩里的烃类的分析，可以认为它们可能是原地生成的，证实了这样的统计结果，即 82%的气、91%的液态烃和 60%的沥青化合物均分布于深成热解阶段，其温度为 50～200℃（HUNT，1977）。

时间因素的重要性

时间对烃类的生成起了重要作用。事实上，烃类的生成在较新的生油岩中要求较高的温度（见第一篇第 2 章）（LOPATIN，1971；CONNAN，1974；WAPLES，1980）。

同时，在实验室进行的实验分析表明，温度升到 300℃左右才能在几个星期或几个月内把有机质"降解"成烃类。值得指出的是，实验不但能改变时间的作用速度，而且还能改变反应的性质，因此不能如实反映自然界随地质年代的转化过程。

另外，不同盆地近似的"临界"转化温度如下（图 29）：撒哈拉的志留-泥盆系为 50～60℃，巴黎盆地的托阿尔阶为 60～70℃，犹他盆地的始新统为 100℃，洛杉矶盆地和文图拉盆地的中-上新统为 115℃。

烃类的生成时间有长有短，沉降剧烈的盆地只需几百万年，地台区的盆地则需一亿年以上。这种时间上有长有短的"造烃作用"历程可能要经过不连续的阶段，如沉降加快的时期或者裂谷作用的早期热流上升时期等。

整个过程似乎是转化作用从一种临界温度(聚集)开始，那么整个经历就象 ZIEGLAR 和 SPOTTS (1978)对加利福尼亚大谷作的图示解释那样(图 30)。

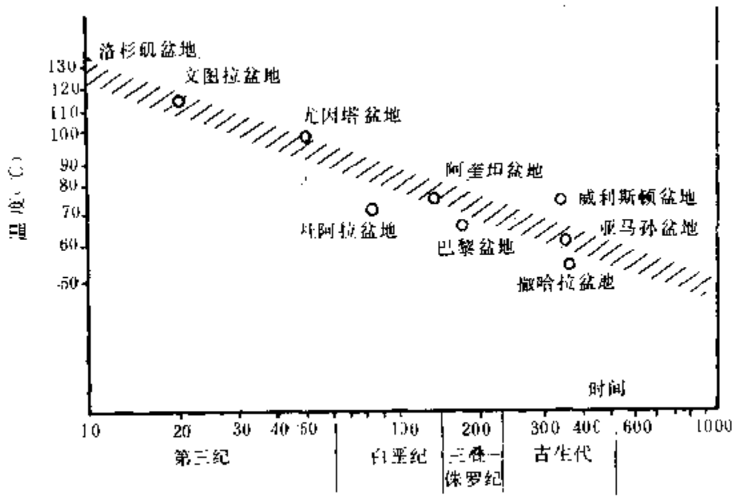


图 29　石油生成的温度随时间的变化图

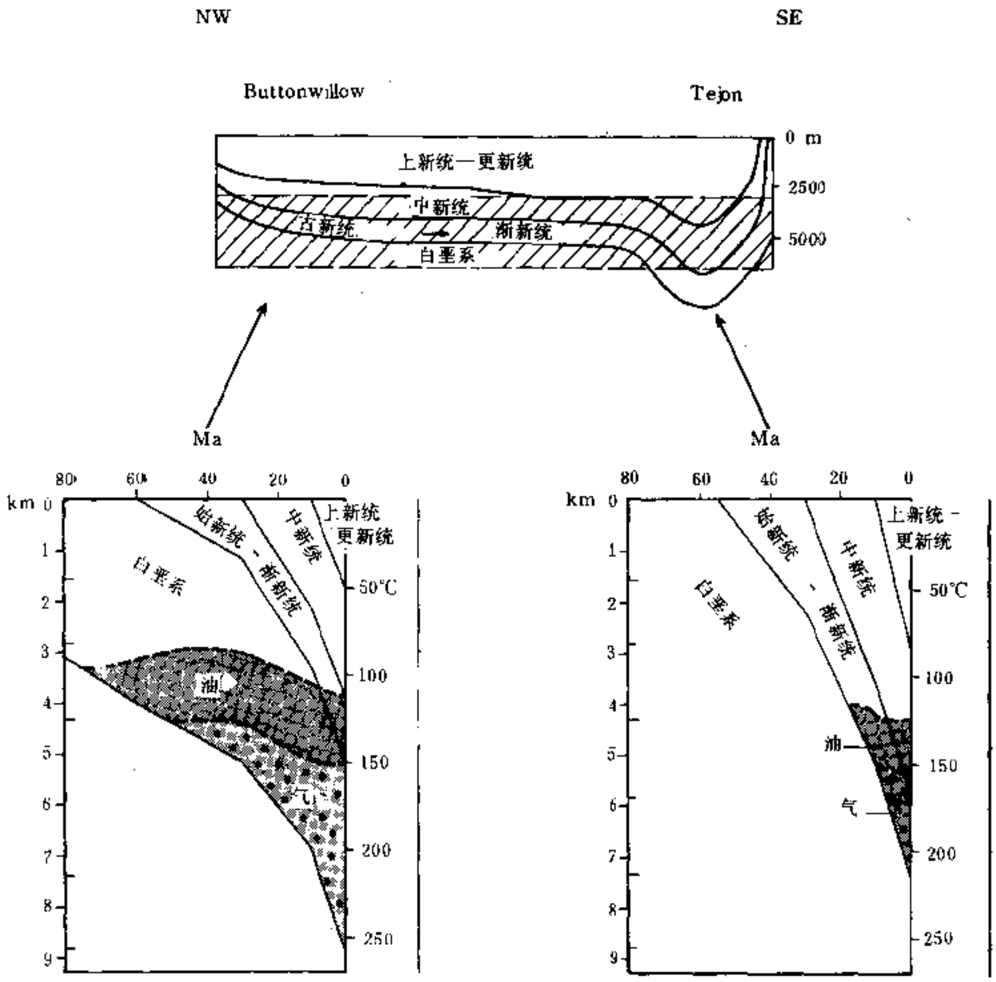


图 30　加利福尼亚州圣华金河盆地的纵向剖面图，和 Buttonwillow 和 Tejon 两地区的时间–埋深、时间–温度图（据 ZIEGLAR 和 SPOTTS，1978）

这些图显然是建立在若干假设上的，图示该盆地的西北和东南有不同的地质历史背景。在盆地的西北，沉降较弱，而生成烃类的连续时间少于 5Ma，只有中新世以前的地层到达“油窗”。在盆地的东南，沉降作用较强，中新世时已达“热变”深度，时间在 5～6Ma 以上，比它老的地层都超过 10Ma，说明该区原油开采量之所以最大（超过 600Mm^3）的原因（参阅第三篇第 3 章）。

对气来讲，时间作用过程比较复杂而且也有些不同。如 Pô 平原和墨西哥湾的气，是上新世—更新世生成的气，就是说还不到 1Ma。

不管是哪一种情况，最好是通过研究 R_v 和有机质演化作用，恢复盆地或有关研究区的热变史。

煤和油页岩的演化

天然沥青的演化与煤化作用中煤的演化是同时进行的：有机质的未成熟相近似对应于泥炭以及软褐煤和暗褐煤；油窗对应于高挥发份沥青煤和气煤；深成气带对应于半肥煤、瘦煤和无烟煤。

煤化作用也属于碳元素的逐渐富集作用，其主要组分——镜质体反射率的增加与煤化作用的进行是平行的。

整个深成热解作用是释放挥发性物质的过程，如甲烷、二氧化碳和水。同时，也可能从煤中释放出一些液态烃；但一般量比较少，尚未发现由此形成工业性的石油聚集（TISSOT 和 WELTE，1978）。形成于温和气候的澳大利亚二叠系的煤可能是一个例外（SMYTH，1983）。然而，近来的研究趋向于认为，“不管煤的沉积是何年代，那里相当可观的石油可能是大部分在煤化过程中形成的”（DURAND 等，1983）。

油页岩是另一大类的含碳岩石，其特征是干酪根 I 型的含量高。这些岩石，如塔斯马尼亚煤，属于湖相或陆缘海的沉积；其基质为泥质或碳酸盐质。无定型的有机质主要来自藻类，以葡萄藻、塔斯马尼藻和蓝藻占有突出的地位。H／C 值常常大于 1.5。

油页岩的有机质含量大于 2.5%，常常是 5～10%；有 2／3 的有机质可以转化成沥青，每吨岩石含有 50～100 甚至 200L 的原油。

经受过充分深成热解作用的油页岩是极好的生油母岩。

总之，干酪根随深度和温度的演化作用及其向烃类的转化作用表示在图 28 上。从该图上，可以看到气，如甲烷气，比较特殊一些：沉积初期，为细菌成因的气；成岩作用初期，一部分为早期气；晚期深成热解作用，称为深成气。

天然气，如甲烷气，性质较为稳定，因而分布比较广泛，它是不同演化路径的终点。除了生物成因的沼泽气外，甲烷还可能来自：有机质被甲烷菌的降解作用，这种降解作用温度较低（小于 30℃），深度为几百米，在寒冷地带甚至要在千米以上；深成阶段的转化作用，有腐殖有机质、煤、III型干酪根的转化作用，或腐泥有机质和液态烃的转化作用；最后是地幔的释放气作用。

甲烷的碳同位素成分为确定天然气成因的直接依据。

据此，未成熟带，深度约 1100m 的天然气，$\delta^{13}C$ 平均值为−95～−55‰；过渡带，深度约 1000～1700m，$\delta^{13}C$ 值大致为−65～−55‰。

在 1700m 以下的深成带，$\delta^{13}C$ 值平均为−58～−36‰。在 6000～7000m 以下的较大深度，$\delta^{13}C$ 值达到−10‰左右（ALEKSEYEV，1974）。

液态烃主要分布于温度 60～120℃的中间范围，称为“油窗”。油窗深度随时间和地温梯

度而变。层系越老和温度越高，液态烃出现的深度越浅，如图 31。

可以认为（据 TISSOT 等，1975)，烃类的生成时代明显地与盆地的沉降和高温时期相对应。

1.2.4 原油和沉积环境的关系

根据沉积学，各种有利于形成生油岩或干酪根岩的沉积环境可分为两个极端不同的环境：近海类型的砂–泥沉积和趋向蒸发环境的泥–碳酸盐沉积。然而，有些湖相类型的大陆环境也沉积含有相当丰度的生油岩。沉积环境在深成热解作用不强烈时，它对原油性质的控制作用就很强。

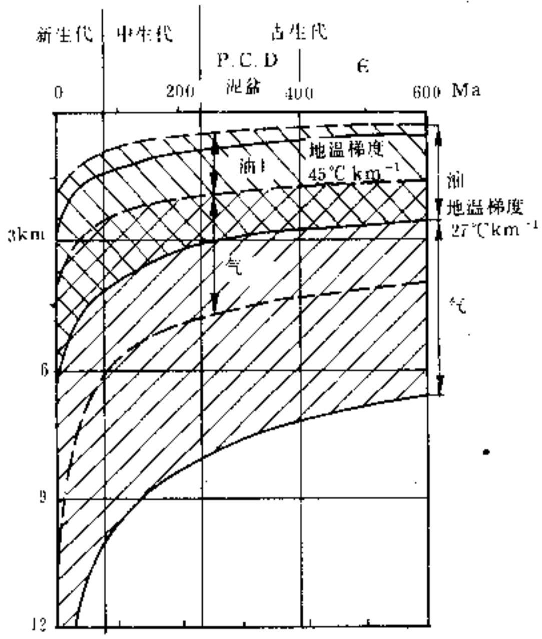


图 31　在地温梯度为 45℃ / km（中间箭头所指）和 27℃ km^{-1}（右边箭头所指）时，生油带和生气带的深度随时间的变化图（据 MAGARA，1978c）

1.2.4.1 *近海的砂–泥沉积环境*

这种环境的特征是具有厚层的含黄铁矿的黑色泥页岩层系，常常不同程度地含湖相、半咸水相或海相透镜状的煤层和砂岩薄层。它们分布于沉降作用大、冲刷作用强烈和埋藏快速的地带，一般毗邻大河流出口处。

来自大陆的有机质是由富含纤维素和木质素的高等植物组成，直接由河流挟带着砂泥等碎屑物被搬运到湖泊、泻湖和海洋。快速埋藏或深水环境可以使水底沉积物不受改造。

在沉积作用缓慢地区，上述物质会被微生物分解成泥。纤维素和一部分木质素会被裂解，只剩下少量的蜡和长链的正构烷。这种转化作用形成的干酪根为Ⅲ型，一般会生成石蜡原油，很少生成环烷–石蜡原油。

这种石蜡原油中的饱和烃占总烃的 60～90%，芳烃 10～30%，胶质和沥青一般小于 10%，不含硫或含硫小于 0.5%。

在这些非海相成因的原油中，较明显地富含石蜡，表现为高粘度，如巴西、麦哲伦和加蓬等的白垩纪海岸盆地以及 Orénoque、印度尼西亚和落基山（如尤因塔盆地）等的第三纪盆地中的原油（TISSOT 和 WELTE，1978)。

这类原油的另一个实例是东加里曼丹马哈坎三角洲的 Handil 和 Bekapai 油田（COMBAZ 和 DE MATHAREL，1978；DURAND 和 OUDIN，1979)（参阅第三篇第 2 章)。这些可能都来自Ⅲ型干酪根的原油富含大分子量的石蜡，含硫量低（约 0.06%)；其密度在 0.82 和 0.87 之间摆动，这是因密度随深度变小的关系；Handil 原油的凝固点（或流动点）大到 30℃。

加蓬 Gamba 油田的原油也富含石蜡（13%)，密度为 0.86，25℃时粘度为 165cP，流动点 23℃（参阅第三篇第 2 章)。

1.2.4.2 *碳酸盐和蒸发盐的沉积环境*

纯海相环境的有机质富含蛋白质、碳水化合物和类脂化合物，它们源自浮游生物和藻类。有机质一边沉积一边生成Ⅱ型干酪根，一般Ⅱ型干酪根朝环烷–石蜡或半芳香原油转

化。饱和烃占40~70%，芳香烃占25~60%。尤其在演化程度低的原油中，胶质、沥青以及硫的含量都比较高。中东地区侏罗系和白垩系的原油、艾伯塔泥盆系的原油、赤道非洲上白垩统的原油、阿奎坦中生界的原油等，都是上述Ⅱ型干酪根转化原油的很好的例子(CLARET 等，1981)。

宜于蒸发的沉积环境一般以沉积深色泥灰岩和石灰岩为其特征，常含沥青质、磷质，并具放射性，有时含硅质。它们多属于气候干旱的古代大陆边缘或属于隆起区和滋育区的边缘凹陷的沉积环境。碎屑物质的注入量低，沉积为细水平层理，沉积介质含盐度高。沉积作用可能较弱，有机质的含量高。这种沉积环境一般缺少底栖生物，以浮游生物占优势，具有滋育沉积环境的特征。沉积物层理很细，具各种薄层互层，说明缺少水底生物和底流。

碳酸盐岩生油母岩的干酪根以优质著称。它最常见的是由藻类成因的腐泥型无定形的有机质组成。它缺少木质素和无干扰，说明与碎屑物注入量少有关；这有利于提高这种干酪根的质量。其H／C值高，演化潜能很大（ELF-AQUITAINE，1977）。

碳酸泥成岩很快，由于它们缺少可塑性，有可能产生很密的裂隙。这种微裂隙作用可能是生成的烃类得以有效排流的原因，可以达到比泥质地层还高的排流水平。

在这种环境中生成的烃类因富含胶质、沥青和硫等极性物而比较重，硫的百分含量在变质的芳烃基原油中可以达到5~10%；这些烃类富含微量金属如Cu、Ni、Co、Mn、U等。烃类的支链抗蚀变能力较强，提供了许多抗蚀变标志（据WEEKS，1968）。

这类原油多见于中东，尤其叙利亚、伊拉克以及阿奎坦、委内瑞拉和墨西哥。落基山的怀俄明盆地的情况比较有趣。在古生代碳酸盐岩和蒸发岩中见到的是富含硫的环烷-芳香原油，而在白垩纪泥-砂岩层系中见到的则是富含汽油的环烷-石蜡和石蜡原油。在这种条件下，埋深最大的原油也是最重的原油。

礁环境是大量存在的沉积环境，但那里的有机质均广泛被降解和矿物化。只有分布在礁堤后隐蔽低洼处的有机质才能被保存。

含盐度高的环境因其有大量的有机质、低浓度的矿物质和明显的封闭性，常常形成极好的生油母岩（KIRLAND 和 EVANS，1981）。

1.2.4.3 湖相环境

如果说大多数的生油岩都属于海相沉积环境，那么这并不是必要的条件，在各种不同的盆地里，油和气可能源自湖相地层。其中如 Magdalena 中部（哥伦比亚）的 Cook Inlet 盆地和巴基斯坦等地的第三系，大不列颠米德兰的石炭系，刚果的下白垩统（CLARET 等，1981）以及中国的盆地。

又如绿河和尤因塔盆地（怀俄明州、犹他州、科罗拉多州）的始新统绿河组的油页岩和原油等。

湖泊和有些泻湖实际上可能存在有利于藻类发育的滋育条件，如马拉开波湖的葡萄藻和蓝藻就能够直接利用大气中的氮。在这样的环境里，浮游生物和其它生物的密集作用很快阻止光线的穿透作用，这是由于富集有机质的表面水体和较深的成层状的停滞缺氧的水构成一个反射界面造成的。于是，生物活动主要在水的表面进行，而死亡生物的有机质在水底却找到特别有利于腐泥化和保存的环境。

因此，有些这样的滋育环境能够形成真正的“干酪根加工厂”（DU ROUCHET），其规模变化较大，从简单的池塘到封闭的海，如黑海。

1.2.4.4 局限海环境

在这类环境中，最有意义的有巴黎盆地托阿尔阶，属浅水沉积环境（TISSOT 和 WELTE，1978）和维金地堑启莫里支阶，属较深水沉积环境（CLARET 等，1981）。

小结

烃类的生成作用是有机质地球化学的基本一章。以浮游生物为主体的原生物、类脂化合物和碳水化合物以及源自大陆腐殖继承物等，都随沉积物在缺氧环境中埋藏起来，在随后的沉降过程中，压力、尤其温度的作用必然要使这种不溶有机质或干酪根转化成烃类和煤。

埋藏作用到达“油窗”深度时便会发生这种生成作用，相应于一定程度的深成热解作用，R_v 在 0.5～1 至 1.2%之间，这是有机质性质和沉积年代的不同造成的。大于此值，干酪根和生成的烃类转化成气，主要是甲烷和煤。这样，深成热解作用就逐渐地抹掉了与沉积环境有关的性质。

1.3 初次运移和生油母岩的概念

研究烃类的生成不能离开对烃类从母岩流向储集岩的研究，生油高峰期常与初次运移的起始时间相一致（JONES，1981）。实际上，人们会问，在生油母岩中制造出来的油、气如果不等到高峰期而是同时被排出来的话，是否对“制造”油气不利？烃类的排泄作用对其本身的性质也会产生影响（HEDBERG，1981；DURAND，1983）。

习惯上，不是根据运移机制而是根据孔隙体积的不同来划分初次运移和二次运移的，因而也是符合逻辑的。实际上，初次运移在烃类生成之后就开始由细粒岩石向储集岩进行，运移的距离比较短或很短，约几米或几十米；二次运移是在可渗透岩石中进行，运移的距离和时间都延长了。

因此，在初次运移过程中，可能出现两个主要阶段：①烃类从干酪根和生油母岩中向外排泄作用；②这些烃类穿越母岩到达与有孔隙的和渗透性好的岩系接触的层界处。

1.3.1 初次运移方式

首先要明确运移物体的规模大小以及它要通过的固体介质中空洞的轮廓。

运移的烃类有甲烷和气（分子直径约 4Å，水为 3.2Å），以及沥青类的固体物和重质化合物（分子直径 50～100Å，即 5～10nm）。

至于固体物，泥岩孔隙或微孔隙的直径在深度约 2000m 时为 50～100Å，大于 2000m 时小于 50Å。

理论上可以认为烃类的迁移有如下各种形式：①呈分子溶液状态；②呈胶体和胶束溶液状态；③呈单个油相或气相状态。

运载烃类的形式可以是均质流动形式，或以浓缩溶液向外扩散的形式。同时，重要的是要考虑水和烃类是组成单相混合体还是多相混合体，还要考虑岩石固体介质是水湿还是油湿。最后，应该研究水-烃关系，因为烃类是在孔洞总是被水占据的介质中运移的。

分子溶液形式的运移

隙间水或因成岩作用游离出来的水具有重要的作用。特别是在浅埋藏过程中被排出的水体积是非常大的。有些作者，如 BAKER（1962），CORDELL（1972，1973），RUMEAU 和 SOURISSE（1975）提出的假设认为，排出流体中携带的烃类甚至运移到储集岩里仍可能继续它们的成熟作用。

另外，应该指出，至今尚未观察到烃类形成中的中间产物，即原油或烃类的前身。

如同前述（第二篇第1.1节），随其化学成分的不同，烃类在水中的溶解度很低，变化也大，溶解度最大的烃类是苯和甲苯。

HOBSON 和 TIRATSOO（1975）、DICKEY（1975）、TISSOT 和 WELTE（1978），JONES（1981）等都证实了，在这种条件下，根据测量到的溶解度，说明排出的水体积量应该大于压实作用排出的正常量，要不就是烃类的溶解度值达到 10000ppm 才能保证一个盆地运移出那么多的已知原油储量。

第一个事实便是，原油中各种烃类的分布与各种烃类在溶液中的溶解度分布之间存在很大的不一致。如溶解度最大的苯总是占很低的比例。原油中特别富含的饱和烃，它却是溶解度最低的一种烃，相反，溶解度最大的烃类在原油中的含量却很低微。

据生油母岩和相邻的储集岩以及两者之间的过渡层所进行的详细分析表明，源岩的可溶有机产物（在有机溶剂中）含量低，相对富含异极性化合物。相反，储集层的原油富含饱和烃，而带 N、S、O 的极性化合物却含量低。这些观察结果说明在运移过程中色谱吸附作用的重要性（TISSOT 和 WELTE，1978）。

为了弥补烃类溶解度很低的不足，许多作者，如 BAKER（1962）和 CORDELL（1973），把溶解剂（如表面活性剂）放在运移的水中，目的在于明显提高烃类溶解度。这些溶解剂为胶束微乳化液，直径为 100～2000Å。

这种理论的矛盾主要在于：①在自然界没有观察到这样的溶解剂，若要起到积极的作用，则它应该大量存在于地层流体中；②胶束的体积妨碍其本身在细粒岩石中的流通；③胶束的负电荷与矿物表面的电荷相同（McAULIFFE，1979；JONES，1981）；④水的体积量不够充分。

胶体或胶束溶液方式的运移

由于烃类溶解度很低，人们试图设想烃类以胶体或胶束的形式运移。

然而，胶体的体积同孔隙空间大小相同，常常还较之大些，平均为 60Å，这样看来，这种理论的可信度就很小了。另外，胶束和泥岩矿物表面之间性质相反的电荷还会降低这种扩散作用的可能性。最好设想这种过程发生在埋深不到 2000m 的未压实的地层里。

烃类呈气泡和小滴状的运移，还涉及被载体各个气泡的直径大小、孔隙之间的收缩作用和毛细管的压力。只有小滴的直径小于孔隙间的收缩直径时，这种运动才成为可能，不然也要克服毛细管压力才能使小滴变形以便通过孔隙。根据有些作者的意见，在带有（大地构造的或水力的）压裂作用的压实过程中，液相压力的增高会允许这样运移机制发生。

毫无疑问，含水形式的初次运移不是完全不可能的，但可能是为数很少的情况，它们主要发生在砂泥岩里。例如，日本长冈平原上第三系一些小的油气藏就是这种初次运移形成的，在那里，地温梯度特别高，烃类成熟很快（MAGARA，1968）。

气体的溶解度很大，但人们可能会问，在埋深大时溶解气能否载走液态烃（HEDBERG，1979；PRICE，1976；JONES，1981；NOGARET，1983）？

但是，水也是氧化剂的载体，在这种情况下，水是原油变质和生物降解的重要因素。水的成分，确切地说水的含盐度，在这方面起着主要的作用。

水很可能是载体，其机械作用或物理－化学作用相当重要，有积极的也有消极的影响；但它的作用会随深度的加大而降低较快。

油气的单相运移

通常认为，在开始阶段，也就是"由于解官能团或 C—C 键断裂产生的断链作用使干酪

根的大分子遭受变质较少的这个阶段，靠地静压力来排流是很难令人相信的"。但是，若是10～20%的干酪根转化为烃类（属于"油窗"范围）就会明显地改变这种状况：这时，化学分解成的小分子应该转化为分子更小的、彼此游离的络合物。干酪根在足够大的偏应力场作用下被分解和变软，以致塑性变形。最活动的分子可能朝主应力最小的方向迁移（DUROUCHET，内部报告，1978）。干酪根这种游离性质可能与岩石中有机质的分布有关。正是有机质的分布特征不同，可以解释为什么油页岩生烃能力低，而碳酸盐岩或磷酸盐岩反而有高的生烃能力（VANDER，WEIDE 内部报告，1978）。

当成熟阶段生油母岩的含油饱和度为30～50%时，间隙水成为结构水，并被束缚在孔壁上，如果孔壁未被油浸染的话。在这些条件下，压力梯度作用就可以允许石油呈单相运移（DICKEY，1975；TISSOT 和 WELTE，1978；McAULIFFE，1979；DUROUCHET，1981）。

通过大倍数（×500）荧光显微镜的观察，发现在成熟母岩中出现约微米大的细脉状原油。这个观察结果使得对油窗"渗出物"做的荧光分析变得完整，证实了烃类由干酪根直接释放出来的假设（ROBERT，1979a）（图版 1，略）。

化学分析图版 1 各层中的生油母岩，证实 H／C 值的下降与干酪根排出一些富含 H 的产物是对应的。电测曲线上对应层的电阻率增高，也证实了上述观察结果。在同位素平面图上，反映在烃类运移过程中，它的^{13}C越来越富集。

干酪根一般是疏水物质，在其复杂的结构基质中多少含有可流动的产物。因此干酪根的这种结构组织直接控制着排烃作用，在存在微裂隙情况下，排烃作用变得容易。

在第二阶段里，在流体推力能克服围限压力处，生成的烃类可能迫使由生油母岩细粒沉积物构成的屏障开启，或者使微裂隙重新开启。这种穿透作用容易与否，部分取决于含水层因温度作用发生膨胀而引起流体压力的增加和达到饱和压力时出现甲烷的微气泡（HEDBERG，1979）。它也可能取决于生油母岩的丰度。地质围限作用在构造运动的影响下将会很快地减弱（SEGOR，1965；DUROUCHET，1978，1980）。

MAGARA（1978a、1978b，1980）还特别强调压实过程中泥岩里油的相对渗透率，而水的相对渗透率则随压实作用而降低。

油的相对渗透率随含油饱和度的增高而增大，就是说，压实水的排出至少达到一定程度。因此，在压实作用达到大量水已经被排走时（但这个阶段水仍保持一定的相对渗透率），油的渗透率及其相对渗透率为油提供特别有利的单相运移条件（DICKEY，1975；MAGARA，1978a）（图 32）。

在这种条件下，至少当生油母岩中油足够丰富和充分集中时，油才呈连续单相被排泄出来，这是一种完全可能的设想。目前，大多数研究者，如 McAULIFFE（1979）、BAKER（1962）、CHIARELLI 和 DU ROUCHET（1977）、DICKEY（1975）、DU ROUCHET（1978c）、NOGARET（1983）等都接受了这个设想。

该设想特别适合于解释在密度大而致密的生油母岩里形成的烃类矿床，如委内瑞拉 Luna 的白垩纪灰岩、加拿大 Swan Hills 的泥盆纪灰岩、威利期顿盆地泥盆—密西西比纪的"Bakken 页岩"（MEISSNER，1978）、阿尔及利亚撒哈拉的志留纪泥岩（TISSOT 和 WELTE，1978）等的油藏。

1.3.2 初次运移的地质背景

一般说来，当绝大部分的原生水被排走后，烃类就开始在沉积盆地的深部形成了。

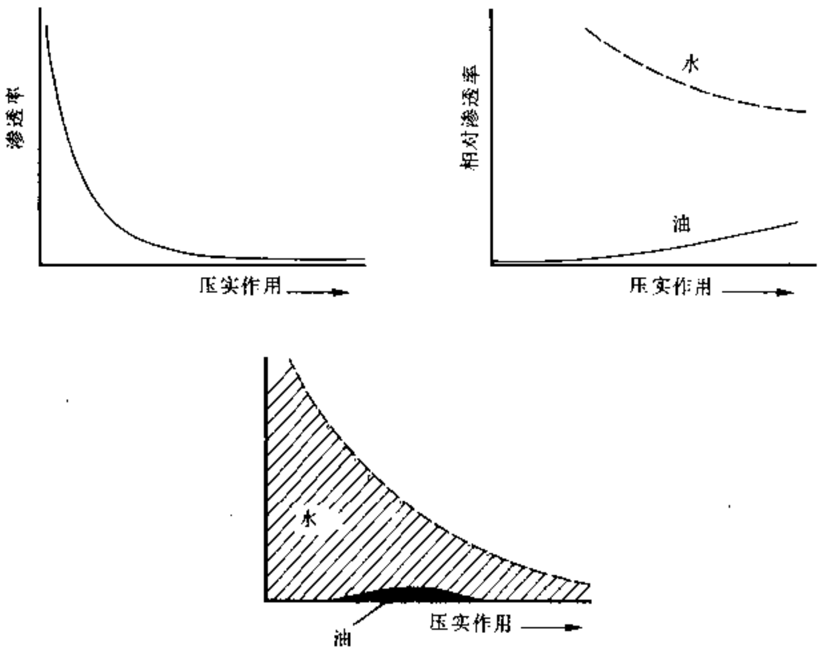


图 32　压实作用中油水运动与其绝对和相对渗透率之间的关系示意图（据 MAGARA，1978b）

实际上，液态烃的生成温度范围较小，约 65～150℃，通常相当于压实作用即将结束阶段，这时绝大部分间隙水已经被排走（深度 500m 时约 88%，1500m 为 95%，2500m 为 98%）。初次运移只开始于干酪根转化过程中某门限，即干酪根不再作为固体而是作为液体开始作用于应力场的时候。初次运移可以进行到约 3000m 的深度，在新的层系里还可以深些（YOUNG 等，1977）。

DICKEY（1975）估计，一个经历从 1500～4500m 深度的泥岩，明显地与"油窗"深度相应，损失的孔隙度约 11%，很大部分与水的排泄有关。

MAGARA（1978）指出，水能够在压紧的渗透率很低的泥岩中继续缓慢地运移，但时间相当长。当其它条件一样时，一个体积的水需要一年时间才穿过渗透率为 $10 \cdot 10^{-3}\mu m^2$ 的泥岩，而同样体积的水要穿过 $10^{-5} \cdot 10^{-3}\mu m^2$ 的泥岩却需百万年时间。

现在可以讨论一下烃类排泄的最有利时期。MAGARA（1978a）指出，液态烃最大量出现时，标志着液态烃转化成气的开始，因而也是生油量下降的开始。

因此，生油最大量时期应在原油聚集高峰期以前。可以认为主要的运移期与第一个生油最大量期相对应（图 33）。

另外，有些作者，如 MAGARA（1974）认为，有时因压实作用以及因泥岩和砂岩之间水的含盐度差引起的渗透流动也有利于初次运移。在封闭的储集岩含盐度增高的同时，这种电子渗流现象也可能有利于烃类的浓缩，同时"析出"呈溶液状态的烃类（HOBSON 和 TIRATSOO，1975；CORDELL，1972，1973，1976）。

有许多作者，如 NEGLIA（1979）和 DU ROUCHET（1979），强调微裂缝的重要性，这些微裂缝对于处于这阶段深度范围内被压紧了的泥岩和碳酸盐岩都会产生影响，这些

微裂缝部分是因温度增高和烃类生成作用使流体体积膨胀从而引起压力增高产生的。另外，地质围限作用最大时，这些微裂缝的发育也就越容易。

当我们根据地温梯度确定“油窗”时，就会知道烃类被排出的数量有很大的不确定性。MAGARA（1978b）曾经试图用图解来表示这个未知数。在大多数情况下，初次运移的排烃量一般很低：大概5～10%，个别情况多些，例如中东（MOMPER，1978）。

烃类的这种运移距离可能很短，几米或几十米左右。显然，这很大程度上取决于岩石的物理性质，有天然的运移通道运移就变得容易，可渗透的碎屑通道有利于侧向运移，微裂缝和裂缝则有利于垂向运移。

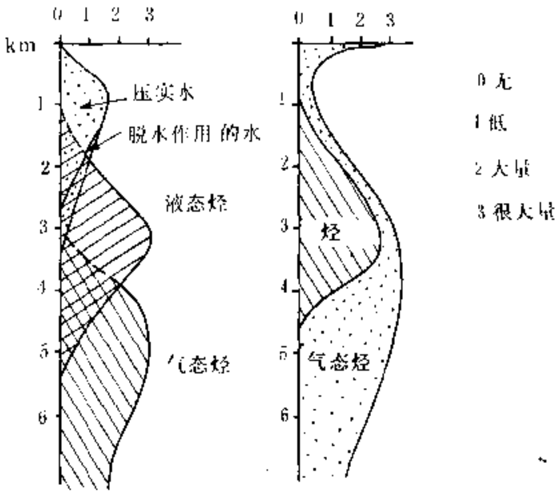


图33　若干运移基本方式起作用的范围和油气生成的范围随深度变化图（据TISSOT和WELTE，1978）

地质历史过程中，烃类的这种排流作用可能是不连续的，它取决于热流作用和剧烈的沉降。

在沉积压实程度比较低的特殊条件下有可能发生初次运移，这时尤要注意深成转化作用形成的水和欠压实地层。

深成水的作用

由于未找到压实水排出作用和烃类生成之间的相互关系，故人们把研究重点放在压实作用晚期放出的水，如蒙脱石在成岩作用和深成热解作用期间释放出来的水（BURST，1959，1969；WEAVER，1959；POWERS，1967；DUNOYER DE SEGONZAC，1969，1970）。

MAGARA（1975，1978a）认为，特有的深成水释放是相对连续的现象，它加入到压实水中，在时间上起到暂时的中继作用，从而保证了排水过程有一定的连续性。许多研究者也强调蒙脱石的这种作用，在油窗阶段，蒙脱石层间水这种转化作用释放出来的水约占其体积的50%（MAGARA，1978）。

另外，人们注意到油藏和蒙脱石之间存在某种关系。

欠压实地层

欠压实泥岩层带，尤其上部的过渡带，对石油的生成起重要作用。这些泥岩多是优质海相生油泥岩，有些国家定为“沥青层带”。压实作用的延迟表现为欠压实泥岩在其所处的埋藏深度有异常高的孔隙度，使烃类的活动变得容易，尽管成岩—深成热解作用进程被推迟了。

因此，欠压实地层的优点是，在温度较高并接近烃类生成深度时，仍有大量水未能及时排出。如果这些欠压实地层分布得如理想的那样广泛，那么对初次运移将是有利的（CHAPMAN，1972）。

含有机质的欠压实泥岩所对应的过渡带，因其压力梯度的作用可能特别有利于烃类的排驱作用。例如，在马更些三角洲，90%的油气藏都分布在这样的沉积剖面上（EVANS等，1975）（图34和165）。

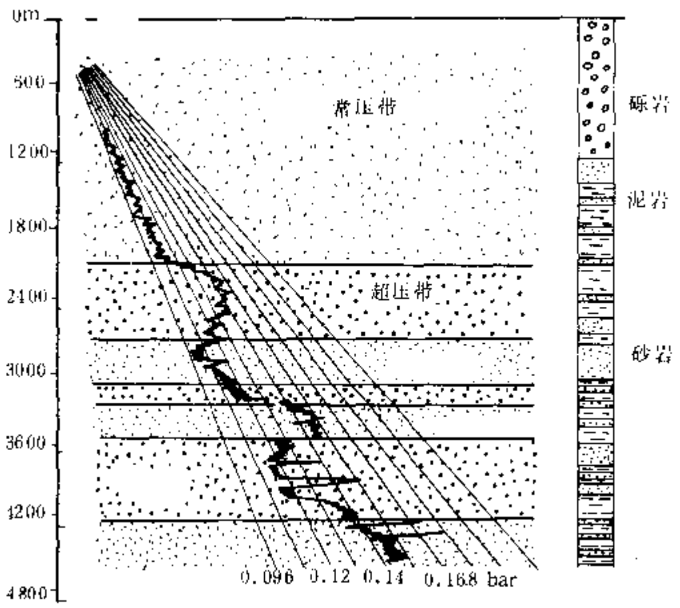


图 34 加拿大马更些三角洲 Taglu 油田的压力-深度剖面图
(据 BRULE 和 PARKER, 1975)

类似情况也见于东加里曼丹 Handil 含油区 (DURAND 和 OUDIN, 1979)(参阅第三篇第 2 章)。

天然气的运移

天然气的运移很可能与石油的运移规律不同，水溶式的途径可能起举足轻重的作用。

HEDBERG (1964) 认为:"生物化学作用和热化学作用形成的甲烷，在深度上可能存在重叠的现象，随深度的增加逐渐由此甲烷代替彼甲烷"，生物化学成因的甲烷一般比热化学成因的甲烷具较高的同位素^{12}C百分含量。

甲烷的溶解度随压力而增加，但随水的含盐度而减少；对淡水来讲，甲烷的溶解度从 35bar 的 $0.7m^3/m^3$ 到 700bar 的 $5m^3/m^3$ (MAGARA, 1978)。

根据实验分析，在 90℃以上温度和高压下，气体可以溶解其本身重量的液态烃，这点可以促使人们考虑到轻质原油溶解在气体里进行运移的可能性 (NOGARET, 1983)。

埋深大时，溶解在水中的气态烃数量可以达到很高，约占重量的 5%，相当于气在原油里的溶解度 (JONES, 1978)。这样聚集的气数量是相当大的；例如，经过计算，在路易斯安那州和得克萨斯州的岸上深部高压水层可以含气 $6700 \cdot 10^{12}m^3$ 以上，这个数量与目前全世界气藏的 $72 \cdot 10^{12}m^3$ 气量是可比的。

有些研究者假设，在较高的压力梯度作用下，这些高压水向上移动时，如果压力下降，便会释放出一部分溶解气。这样释放出的气可能补给位于运移通道上的圈闭 (HOBSON, 1978)。

气体也可以通过扩散，如通过气体成分的明显差异进行运移，因为泥岩中的气体成分 C_1 约占 50%，而运移到相邻砂岩里的气体，C_1 达到 80～90% (VAN DER WEIDE, 1977; HINCH, 1978)。

运移过程中，气的^{13}C含量增加 (STAHL, 1977)。

总之，没有统一的初次运移机制，但却有若干互相补充的运移方式，问题的关键在于烃类的性质和埋藏的深度。

深度浅时 (1500m)，甲烷较易溶在水里运移，可能还和一些较重的烃类一起进行运

"气能够含有较重的烃和 S、O、N 等化合物是值得怀疑的。"(Mc AULIFFE，1979)。此外，应该承认这时可能有很多气已经散逸掉。

重要的前提是要有较大的沉降作用，才能保证有几千米埋深的有机质发生成熟作用、有机质向烃类的转化作用以及生烃岩石的排烃作用。在一定的意义上，覆盖在生油母岩之上、无含油可能的层带，最好称它为死亡带，尽管它的名字如此，但它在形成油藏中却起着根本的积极作用。

烃类在进入分布连续的储集岩以后，所进行的运移最好称为二次运移。

生油岩附近的渗透发生障碍时，油气就不进行二次运移——或者在很短距离内——这样形成的油藏称为"原地"的。这种情况也可称为原始圈闭或称储集层圈闭；常见的如艾伯塔或西得克萨斯的礁油藏；又如北海的侏罗系油藏：Cormorant、Brent、Magnus…等；或如伊朗二叠系（Khuff）的一些大气田：Kangan、Nar、Agar…等。

1.3.3 生油岩的性质

生油岩是一种含一定数量有机质并形成相当数量油或气的沉积物。从广义来讲，凡与生油岩的岩相相同的都属于这个术语的范畴，就是说生油岩是一种已经生成烃类的岩石（衰竭生油岩）或是能够生成烃类的岩石（有潜力的生油岩），它可以分布在各种不同的成岩环境中。

生油岩有如下的特征：①依其性质的不同，有机质百分含量在 0.5～1 和 5～6 之间；②抽提物的存在，至少说明生油岩有生烃的可能性，抽提物／有机质的比值大于 3，碳酸盐岩的这个值比泥岩的大；③在岩石中有占 30%以上的泥岩相，有一些分散的有机质；④岩层中有机质富集成细脉状、层状、小层状…，并有垂向和水平的排泄层面。

保存在岩石中的有机质组分的性质对母岩的生油潜力和盆地含油丰度起了根本性的作用。因此，在下面我们作些比较：澳大利亚东南的吉普斯兰盆地含油很丰富，已发现约 340Mt 液态烃，主要生油岩（Latrobe−Valley 群泥岩）的成分为镜质组占 84%，壳质组 12%，惰质组 4%，这是一方面的例子（见第三篇第 2 章）；另一个例子是含油不丰富的库珀盆地，目前只发现 14Mt 原油和 100Gm^3 气，它的二叠系生油岩（Gidgealpa 组）的成分是镜质组 43%，壳质组 4%，惰质组 53%（据 SHIBAOKA 等，1978）。

大量粘土矿物的存在比较容易形成高的内压，这可能是微裂隙产生的原因，因而有利于流体（如烃类）的排出。

碳酸盐和磷酸盐的母岩中的泥质岩可能为薄层状。这些母岩的有机质含量平均只有泥岩的 1／10，但抽提物含量却相同，这是因为这种母岩的有机质一般属于腐泥型并富含类脂化合物；另外，其开启性的基质可能有利于烃类的转化作用。

确定生油岩的方法是通过对比来自生油岩的烃类和保存在生油岩中的痕量物进行的。这种方法常因各种烃类的差异运移作用及其特征的变化，如运移过程中的层析效应，而变得困难（图 35）。

表征生油岩的参数有抽提物含量（未运移的）和抽提物／总有机碳，如下：

生油岩	抽提物，ppm	$\frac{抽提物}{总有机碳}$，%
很好	1500	5～10
好	150～1500	2～5
中等	50～150	2

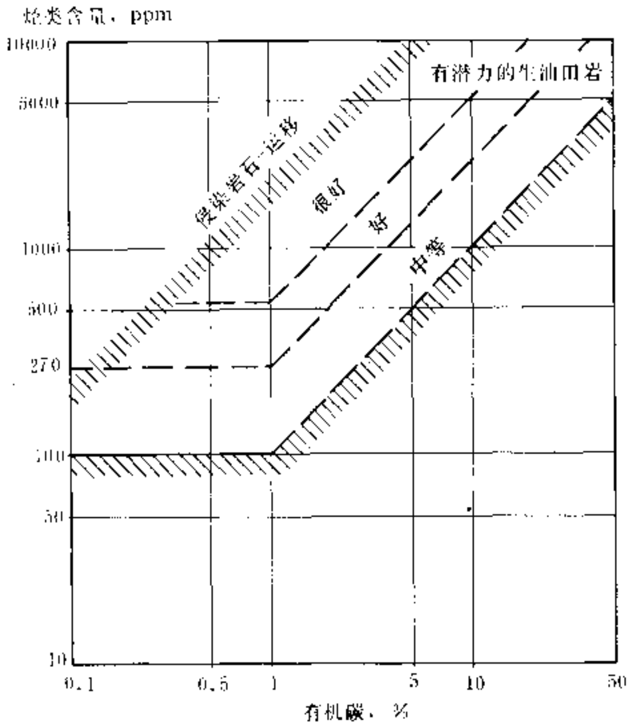


图 35　有潜力生油岩的有机碳百分含量和烃类含量

表中，抽提物／总有机碳高值的属于碳酸盐岩；低值的为泥岩。

为了消除上述的影响因素，通常要根据细致的分析对可靠的标志物如地化标志物等进行对比。在这些标志物中，有四环和五环饱和烃、多环芳烃、类异戊二烯和C_{15}^{+}的正构烷烃以及碳同位素比值之间的对比关系等。

所有这样的对比应该根据一些不受干扰并符合地质背景的参数（WELTE 等，1975）。

“地化标志物”可以存在于生油岩和原油中，是非常重要的对比标志物。

干酪根和原油的同位素对比逐渐成为各种原油以及原油与干酪根重要的对比指标，当然，它们变质的情况除外。

通过这样的对比，Parentis 盆地的主要油田如 Cazaux（阿尔布阶）、Lugos、Parentis（纽康姆阶）、Lavergne La Teste 等，其原油的 $\delta^{13}C$ 值很接近，约−25‰。相反，Parentis 盆地深部和 Le Teich 2 号井的原油 $\delta^{13}C$ 值较轻些，可能属于另一个族的原油（SOURISSE，ESQUEVIN 和 MENENDEZ，1979，未发表）。

在生油岩中人们观察到烃类的生成作用的证据有：吸附气的存在，主要是 C_1～C_5 的烷烃被捕集在矿物基质中，特别要分析 C_2/C_1 和 C_3^{+}/C_1；用显微荧光镜观察到油的微滴。

不成熟的生油岩荧光显示最强，接近于生油阶段；荧光显示随成熟作用的加强而减弱。

确定一个油藏的原油和假设的生油岩之间的关系是个棘手的问题，通常要作仔细的研究。

首先要确认假设的生油岩的抽提物是原地的，就是说它是来自该生油岩的有机质，而不是从另一个源岩运移来的。实际上非储集层的岩石并不是不会受到油气的侵染。

另外，应该指出，石油的成分在运移过程中会发生变化；饱和烃越来越富集，其次为芳香烃，而氧、氮、硫等化合物则越来越少。

在许多情况下，尤其当储集层分布于未成熟带时，要分析烃类的来源：或者通过垂向运移的通道，来自较古老的深部层系；或者通过侧向运移来自邻近向斜内同期沉积但埋深较大的层系。

生油岩实例：威利斯顿盆地的 Bakken 组（据 MEISSNER，1978）

Bakken 组地层不厚，尤其富含碳酸盐和有机质，属于泥盆—密西西比纪期间一次小海侵沉积，或属于泥盆纪地层之上密西西比系最底部的沉积。它是黑色页岩，分布非常广泛，在这时期覆盖了北美大陆（图 36、165 和 192）。

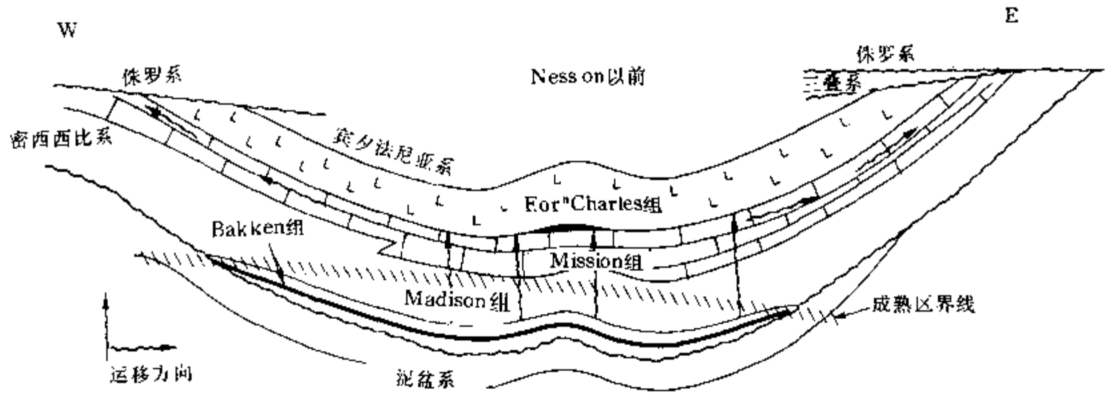


图 36　威利斯顿盆地剖面示意图，表示 Bakken 组生油岩和成熟区的分布范围
（据 MEISSNER，1978）

根据岩石学分析资料，该组地层由黑色白云质粉砂岩（有时显薄层理）组成，夹两层泥质含量多、放射性强、声速小、电阻率很高或很低的岩层。其中部的有机碳含量 0.6~10%，平均 3.8%。当它埋深到 2100m 时，就具有生油作用，有可能在盆地深部生成了约 1.4Gt 原油。

在成熟门限以内和以外，相当 1900 和 2500m 之间的深度或接近石炭纪生油岩的门限温度 70℃，很小的声速解释为高的有机质百分含量，电阻率高解释为地层含烃，电阻率低不含烃。可以认为，这样过渡性地利用电测曲线图检测富含有机质的碳酸盐生油岩的成熟作用是有点例外，但可行性却是很大的。

另外，要注意成熟区和高的地层内压的密切关系，完全可以认为烃类的生成和高压的存在有直接的关系，如尤因塔盆地和保德河盆地的情况。

在这种情况下，压力异常可能直接由生烃作用引起，因为在封闭的环境里，烃类可能只是唯一的超压流体。

Bakken 组也是威利斯顿盆地 5 个油田的产油层，如 Anteloupe 油藏。该油藏从 440 口井中生产了约 1.4Mt 原油和约 800Mm^3 气，未产水；可以认为烃类是在这种“储集层”中可以迁移的唯一液体。在超压带，原油通过超压形成的垂向开启的微裂隙可以进行运移。该油藏可能是在高压流体形成的裂缝系统中可以见到进行运移（和生产）的一个实例。较大的垂向裂缝很可能是烃类大幅度向上运移的原因，致使原油进入盆地 Mission Canyon 碳酸盐储集层，其盖层为 Charles 组的蒸发岩。

结　论

在埋藏过程中沉积有机质的命运可以归结为死亡和转移。沉积盆地深部的一种复杂而处在分解中的物质，几百万年后由于温度作用可以从中生成一些结构较为单纯的具有强能量的化合物。

有机质象种子一样，在自身消失的同时生成高能量的新产物。

确已证实，这种生成作用与烃类被排出生油岩的作用关系密切，而且这些烃类的排出作

用很可能是在有一定方向的连续相中进行的。水可能起重要的作用，但还不清楚是积极的还是已知的那种消极效果。地质的背景，如岩相的分布等，却起到无可争辩的主要作用。

同时还可看到，在整个转化过程中，反映沉积环境的一些主要原始痕迹会在埋藏中因温度作用而逐渐消失。但烃类却因其敏感性和结构的差异是整个地史时期自始至终存在的沉积物，并在各个方面充分地表现自己。

总之，石油的生成作用取决于两种基本能量：①蕴藏在光合作用中的太阳能，它为原始物质提供给养；②地球的热能，它使原始物质转化成能源。

2 储集层与盖层

> "科学越是发展，就越使人们认识到
> 岩石是处于永恒的演化过程中。"
>
> **MARCEL ROUBAULT，1965**

一旦烃类从其源岩中形成，它们即流入构成储集层的多孔且渗透的地下地层，并以起封闭作用的不渗透岩系为其边界。这一储集／盖层单元被含水层永久占据，在其中聚集了油和气。

在第一篇中我们讨论了含水层，本章将剖析其两个组成元素，或更确切地说，即储集层／盖层组合。

2.1 储 集 层

储集是具有孔隙空间、裂缝孔隙，且相互连通并允许在其内部流体循环和聚集的岩石。它们的岩石化学特性基本上可以用孔隙度和渗透率来表达，而后二者之间的关系经常很复杂。这是这些沉积经长期地质历史演变的结果，尤其是沉积条件及其后的成岩作用的结果。砂岩和碳酸盐岩储集层的主要类型的几个实例即说明了这一点。

本章我们将以比其它石油地质学章节更精确的方式，来说明对确定储集层特性的一些机理的了解至关重要，因为它可以起到在钻井之前预测储集层性能某些变化的作用，而这对评价远景区来说又是十分重要的资料。

2.1.1 岩石物性

在微观尺度上，岩石的孔隙体积通常是很不均匀的。粒间孔隙（它们随压实而形状愈趋扁平）表现出不规则的形态，且由小槽和细、窄、弯曲且复杂的渠道连通。换句话说，岩石的岩石物理性质与岩石／流体关系，尤其是岩石这个容器与其所含物的关系，密切相关。

2.1.1.1 吸附和界面张力机制

矿物表面对流体施以吸引力，或叫 VAN der WAALS 力，这种力表现为吸附过程，或岩石／流体处的界面张力，以及润湿性。

界面张力可被定义为非混溶相（如油和水）界面间，加宽单位面积接触面所要做的功。油水组合的界面张力随油的化学组成、表面活性剂的存在与否、溶液中的气体、水的 pH 值，以及压力和温度的变化而变化。在地面情况下，其数值的变化范围是从 5 到 35dyn／cm^2（SCHOWALTER，1979）。

表面张力的方向与施加在外来流体上的排替压力相对。这一排替压力定义为在水／烃系统中，使油气流通过最宽的岩石孔隙和喉道所需要的最小压力。因此，在给定流体中，界面张力抵抗与界面张力本身成正比增大的压力。因此，具其一界面张力的岩石，对给定的油或气压力会形成障碍。在这些情况下，界面张力决定了运移的可能性，或者换句话说，盖层和封闭层的特性，正如我们下面将看到的。

物理吸附可以在固体表面保持几个单分子层，而化学吸附仅作用于一个分子层。在页岩

表面可吸附几个水的单分子层。上述两个因素之间的关系不仅是物理的，而且也是化学的：氢原子在矿物（特别是石英）的氧原子和水分子间形成一个键。这种水高度有序地束缚在粘土矿物的表面，构成了束缚水。因此，在大多数储集层，特别是硅质岩储集层中，水优先润湿岩石。小的页岩比例就可大大地增加隙间水的数量。

因此，在由以细小喉道连接的窄小孔隙组成的复杂岩石孔隙中，界面张力机制起了关键作用；此时的润湿相液体，通常是水，有被毛细管力作用而上升的趋势。

润湿性

润湿性对应于把某一流体从被其润湿的表面分离所需的功。它通常用水／油界面在岩石或孔壁上的接触角来表示。一般说来，水润湿岩石，而油却不能。但在碳酸盐岩储集层中，油在某些情况下至少也部分地润湿孔壁。异极性化合物一般被高度吸附在矿物表面。有机质组成的细层也倾向于覆盖在岩石上，因此而改变其润湿特性。例如，在富含分散有机质的页岩的情况下，极性基团被吸附在层的表面上，而在绿泥石的情况下，则被吸附在层间。因此，具低孔隙度（内部孔隙空间小于 50 Å）的岩石可能是油润湿的。这些异极性化合物也能极大地降低水／油，甚至水／气界面的界面张力。

2.1.1.2 孔隙度

岩石的孔隙度（Φ）反映的是岩石具有孔隙和裂缝的特性。它通过孔隙体积占岩石总体积的百分比而定量地表示出来。此即绝对孔隙度。另外还有有效孔隙度（Φ_e），它被定义为那些相互连通的孔隙，或那些可被流体占据的孔隙的孔隙度。总孔隙度减去被束缚水占据的体积即为有效孔隙度，如下方程所示：

$$\Phi_e = \Phi - S_w$$

式中 S_w 是岩石的含水饱和度。

在这种情况下也可以说成是"连通"孔隙度，由此概念即可引出渗透率的想法。有效孔隙度通常比绝对孔隙度小 20～25%，有时达 50%。岩石的颗粒直径越小，小得就越多，从而使毛细管作用机制增强。在孔隙和间隙非常窄小的情况下（此即是非常细粒的颗粒的结果），隙间水在毛细管力的作用下，作为束缚水吸附在颗粒上。这一部分含水饱和度系由毛细管作用导致的上升水流引起，它随孔隙特征而变化。因此，分别充满油和水的带的分界将遵从储集层的特性，可能不是一个平的面。

与基质孔隙度相对（它是粒间孔隙形成的），还存在裂缝孔隙度。后者一般具较低的值，但它是基质孔隙度的补充。在粒径分布均匀的碎屑岩石中，孔隙度不取决于粒径，而是依赖于形状。孔隙度的值将随埋藏深度的增加，或更准确地说是温度的增加而减小，这在下面将谈到。

饱含一种或多种流体的多孔岩石或者表现为具传导性，或者与之相反，具阻导性。多孔岩石对充水的阻导率叫地层阻导因子或地层因子（FF）。因此，孔隙度即对应于储存流体，尤其是烃类的能力，换句话说，就是原地储量。它可以表示为资本。将有效孔隙度乘上相应的储集层厚度，即可确定储集层的孔隙体积，其乘积经常表示为 Φ_h。这一乘积给出了在油藏中单位面积的原地烃量。这一每平方公里或每英亩面积中储量的概念对评价一个远景区或一个油田是很重要的因素。

2.1.1.3 渗透率

多孔介质仅允许在其连通的孔隙中发生流体流动，在这种情况下，我们说它是渗透性的。因此，渗透率即是对某地层允许具某一粘度的流体通过它的难易的度量。如果流体是均质的，且与环绕它的介质之间无相互作用，这种渗透率叫做绝对渗透率，它可用达西定律推导出来，并用达西（d），或更多的是用毫达西（md）来表示。在 SI 单位制中，1 达西等同于 1 平方微米。

若 Q 是流体通过岩石的速率，S 是岩石的横截面积，dp/dx 为压力梯度，η 为流体粘度，则渗透率是“通过的难易程度”系数

$$Q = K\frac{S}{\eta}\frac{dp}{dx}$$

其单位是长度的平方。

它的大小取决于粒径和分选。比如，Wentworth 筛网的筛号每增加一号，渗透率增加 4 倍（TAYLOR，1978）。上述方程仅在下述条件下有效：①岩石的压缩性大于其所含流体的，或大于组成该岩石的颗粒的；②与粘滞力相比，惯性力可以忽略不计（即属层流的情况）；③孔隙介质仅被单一流体穿过。

在实际情况下，石油储集层中通常含有两种有时甚至三种流体（水、油和／或气）。因此就需要有两相流和相对渗透率的概念。如果储集层含有两种流体，它们的流速会相互干扰，因而对每种流体的有效渗透率要小于绝对渗透率。某一流体的有效渗透率反映的是在储集层中存在一种或多种流体时，该流体通过此储集层的特性。因此，其大小不仅取决于岩石本身，还取决于其中存在的不同流体的比例。

相对渗透率相应于有效渗透率与绝对渗透率的比率。某一给定流体的相对渗透率的变化直接与该流体在岩石中的饱和度相关，并以该流体相对另一流体的排替百分比表示。例如，在水／油系统中，当含油饱和度达到一个最大值，即 70～80%时，油的渗透率就达到最大值，接近 1；而当含油饱和度很低时，则油的渗透率达到最低值，水的到最高值(图 37)。

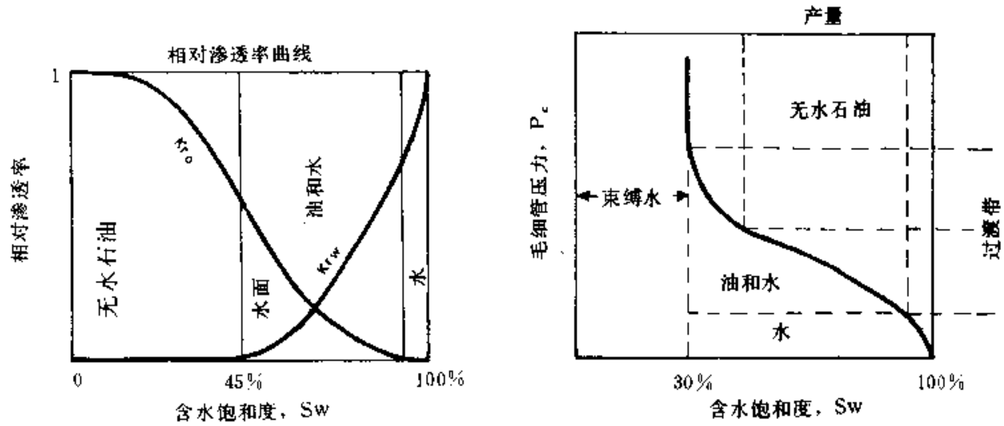


图 37　水／油饱和度与其相对渗透率关系图（ARPS，1964）

当含油饱和度下降时，油的渗透率快速降低，此时水的渗透率为零或可忽略不计。从含水饱和度约 45 到 50%开始，水的渗透率开始出现并快速增大。到 S_w 达到 80～90%时，油

的渗透率实际上已为零，而水的接近100%。

从生产的角度来讲，上图表明当油的饱和度超过50到55%，可以从油井中采出无水石油。当油的饱和度值较低时，将出现水／油的混相流，水的比例随 S_w 的增高而变大。当 S_w 达到80～90%时，则只能得到水。渗透率决定了一口井的初始产量及其产能，它们又和一定的收益相对应。与前述孔隙度相似的方式，一口井或一个油藏的产能也可以表征为渗透率和其相应的厚度的乘积，即为 Kh。

储集层的性能经常可由其产量因子（PI）表示出来。产量因子是单位储集层压力与井下压力差下油井每天的产量。换句话来说，这个因子提供了一个对储集层供给石油能力的度量。产量因子一般随时间而递减，随油渗透率的变小和当其中的溶解气逸出后油粘度的增大和流动阻力的升高而减小。

2.1.1.4 孔隙度／渗透率关系

尽管在碎屑岩中，孔隙度和渗透率间存在某种关系，但在这两个储集层基本特性之间，不存在普遍可以观察到的直接的定量关系。如在页岩的情况下，页岩通常是多孔的，但其孔隙和极端细小的喉道加强了界面张力的作用，而后者倾向于限制流体运动的可能性。相反的情况如具裂缝的岩石，它们经常是致密的，尤其是碳酸盐岩，但它们却通常表现出较高的渗透率，而孔隙度低。

2.1.1.5 储集层和采收率

对非润湿相流体的捕集极大地依赖于孔隙系统的特性，尤其是孔隙系统非随机的非均质性的类型及其分布。相反地，烃类的采收率却直接依赖于孔隙的几何形态，特别是它们的非均质性程度；后者在砂岩中通常比在碳酸盐岩中低。因此，在碳酸盐岩储集层的情况下，烃类的最终采收率与孔隙几何形态之间一般不显好的相关性。在其它情况下，若压汞与孔隙度有好的相关关系，则它可构成采收率的一个对比因子（WARDLAW，1976和1980）。

几张图可用来强调在一个油田范围内确定储集层特性的困难性。开发井网相对较疏散，井间距从几百米到一千米。取芯及其收获段通常只能反映储集层的一小部分。如在Hassi Messaoud油田，在第一个开发井网结束时，获得了16200个样品，但仅代表充满油体积（约 $60 \cdot 10^9 m^3$）的 $0.10 m^3$，换句话说，在此阶段对储集层分析和测量的百分比仅为 $0.10 / 60 \cdot 10^{-9}$。

2.1.2 地质因素的作用

现今储集层的特征——或更广义地说——岩石的特征，是盆地地质历史的结果，更确切地说是沉积条件和成岩和深成作用影响的结果。从一定程度上讲，目前的情况仅是一张“快照”，其解释藏在地质历史中。

2.1.2.1 沉积环境的影响

沉积环境的特征密切影响储集层的形态、延伸、构造及其特性。一般来说，具好孔隙度和渗透率的岩石沉积在高能环境。如果沉积中有碎屑组分，则通常也有砂，此时形成砂屑石灰岩的机率小。在缺乏碎屑的搅动环境中，常发育碳酸盐岩，特别是礁结构及其碎屑的发育，它们表现出好的基质孔隙度特性。有一个例外，是白垩，它可以在区域范围内呈现出好的储集性能，而它是在安静环境下沉积的。

从几何学的观点出发，可以区分出两个主要的沉积范畴：①席状形态的、大的碎屑延伸体，在广阔的范围内具有相当均匀的厚度和特性；②更多的情况出现的是砂体和碳酸盐岩储集体在空间上的断续分布，它们的几何形态由其沉积的形式、规模和其取向确定，而随后的

地质历史可能会把其原始形态彻底改观。

观察表明，储集层的连续性经常倾向于与其孔隙度／渗透率特性呈反向变化。

在此将从地质角度对碎屑岩体和各种建隆单元顺序讨论，它们构成了储集层的绝大多数，白垩将在其它地方讨论（见第 2 篇 2.1.3.2）。

碎屑岩体

决定于古地理和古海洋环境，砂岩和碳酸盐岩颗粒的沉积形态有：①独立的岩体，如风成沙丘，大陆架上的滨岸砂坝，河成和地下水道砂，以及三角洲和浊积砂体；②厚度十分稳定、性能均一的席状砂，有时由广布的浊积砂体构成。

有关碎屑岩体的实例见 2.3 节。

较高能的、通常是浅的环境中，有利于洁净砂的沉积，而较细的部分，尤其是泥，则沉积在较安静的环境中。这些砂体，或更一般地说，碎屑岩体，其特征明显的沉积形态被压实和成岩作用改变得越来越不均匀。在剖面上，天然堤和河道充填的特征形态会随着埋藏的加深而变成透镜状形态（图 38）。因此，一般来讲，单从厚度数据很难确定沉积单元的真实形态和其固有的特征，这对砂体和更广泛的沉积单元来说都是一样的。等厚图应当用有关沉积环境的知识来检查（RITTENHOUSE，1961）（图 39）。

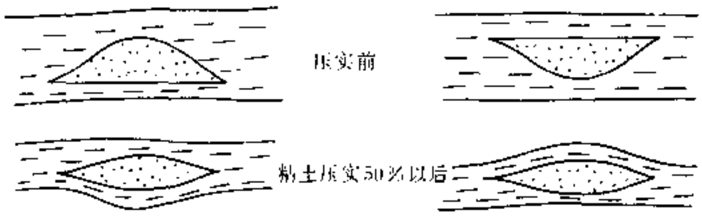


图 38　图示在两种砂体类型——砂坝和河道——情况下，50%页岩压实的效应（RITTENHOUSE，1961）

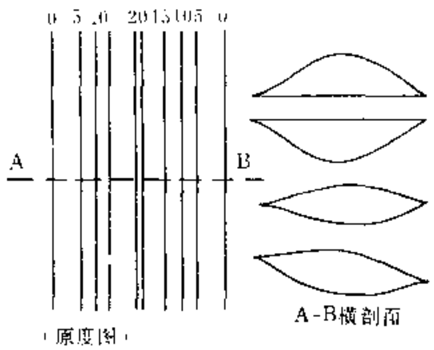


图 39　一伸长状沉积体的等厚图的一部分，以及其在横剖面上的各种不同解释（RITTENHOUSE，1961）

建隆单元

这些单元通常是碳酸盐岩的，并与两个主要范畴共生，它们由生物构造、障壁礁和环礁或塔礁而反映出来：①具线性礁特征的障壁构造，它可延伸达几百公里；②具独立的或环状形态的礁地层，罕见有到十几公里的规模，通常不超过一公里，如现代海洋里所见到的情况。它们为环状或尖塔状形态，经常可达 100m 或更高；经常发育在障壁礁前沿，当它们被夹到不渗透的、页状或蒸发岩序列中时，则对它们形成了有效的封闭。

这些类型的储集层和圈闭在艾伯塔泥盆系、利比亚白垩系和西伊利安的 Salawati 盆地的中新统等的生物礁地层中被描述过。

2.1.2.2 成岩作用／深成作用的影响

胶结作用和孔隙的破坏

与沉积盆地的其它组成部分一样，储集层从不在很长时期内保持稳定。其所表现"固定

性"，只不过是在地质时间表上的瞬间观察的反映。它们，或更确切地说是其胶结物——岩石中真正活着的部分——是一系列增加和减少转变的累积结果，这种转变主要是由温度的变化和含水层的循环引起的。

沉积环境的特征直接影响成岩转变作用。沉积在浅水中的石灰岩表现为多变的和复杂的相，它们含有不稳定矿物（文石，高镁方解石），使它们对沉积后的各种蚀变作用非常敏感，它们在埋藏或隆起上的微小差别都将导致孔隙保护带或破坏带的形成。

特别对碳酸盐岩而言，沉积条件会密切影响成岩作用的发展。MOORE 和 DRUCKMAN（1981）对 Smackover 组地层的研究表明，淡水相中碳酸盐岩矿物稳定作用发生时期较早，保护了孔隙度；而与其相邻的海相单元具早期的、局部的地表成岩作用，它们随埋藏而迅速胶结。一般来说，早期成岩作用趋于使一部分孔隙化石化，而使之在随后的成岩作用过程中保存下来。

另一方面，深水环境中形成的石灰岩通常由更稳定的矿物，如低镁方解石组成，因而保存为较均一的相。它们的孔隙度随着埋深的增加而消失。这个孔隙度丧失或破坏的速率，随温度和压力的升高，以及容许更多离子交换的隙间溶液的存在而加快。压力和温度一般与埋深相关。复杂硅酸盐矿物，尤其是粘土矿物和长石，还有碳酸盐岩的存在，倾向于加快离子交换。

如上所述（2.2 节或第 1 篇），在埋藏作用过程中可观察到压实作用和成岩／深成作用的不同阶段，它们重叠较大。初始阶段压实机制是占统治地位的因素，不同岩石对压实作用的反应方式不同，这取决于其岩石特性。第二阶段中化学反应起主要作用，它随温度的升高而加强，它改变了某些矿物的化学性能。

在埋藏的作用下，压力作用在其颗粒的接触点或结构不规则处（例如，在碳酸盐岩地层中形成缝合线），在温度较高的地方，压力的作用更强。埋藏作用还能推进在孔隙空间中以胶结物形式聚积的物质的溶解，同时导致部分隙间水的排除。这些化学变化随着温度的升高也会变得更强烈。由压力引起的溶解作用在碳酸盐岩中从 100m 开始有效，而在砂和砂岩中从 1000m 开始。以后它随埋深而稳定增加，直至达到 20～25%的最大值。

例如在阿布扎比，下白垩统（Thamama 组）碳酸盐岩含水层的孔隙度在 0～1200m 层段内从 35%下降到 30%，而在 3600 以下降至 0（CLARKE，1975）。

砂岩中的孔隙破坏一般是在其热成岩作用门限以后才开始的，这取决于其岩石特性。如果砂岩越洁净，则它对丧失孔隙度的阻力也就越大。这个热门限可以用镜质体反射率（R_v）表示，对不同的砂岩其变化范围较宽，如在赤道非洲的沿岸盆地中，它的变化范围为 0.6～1.75（CASSAN，1978）。因古地温的变化不依赖于最大埋藏深度，而是服从地温梯度，故在相当大的埋藏深度下仍可保存好的储集层特性，尤其是在"冷"带或者是对"洁净"砂岩来说更是如此。

测量表明，湾岸区的白垩和第三系地层的孔隙度平均每 100m 下降 0.38%（ATWATER&MILLER，1965），而在加利福尼亚圣华金盆地的那些地层中，为 100m0.46～0.56%，因后者的温度较高（ZIEGLAR&SPOTTS，1978）。地温梯度越高，岩石"洁净度"越低，则下降越快（图 40）。MAXWELL（1964）通过 800 个样品的分析，在地温梯度为 23℃／km 的渐新统砂岩中观察到了每公里 3.28%的下降梯度，而当地温梯度增至 32.8℃／km 时，其下降梯度达 8.4%。这些数据用的是现今温度，它们可以与盆地连续下沉过程中的温度峰值对比，如在湾岸盆地中的那样（那里也进行过这些测量）。

上述这些讨论对象北海这种具较复杂地质历史的盆地不是很适用。在该地区，第三系砂中的下降梯度为每公里 9.8%，侏罗系砂岩的为 6.5%，二叠—三叠系砂岩的为 5% （SELLY，1977）。简言之，储集层越不洁净，其埋藏的温度和压力越高，则它的孔隙度和渗透率下降越快。

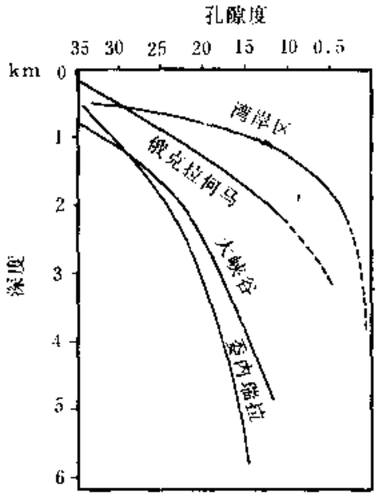


图 40　不同盆地中孔隙度随深度的变化

孔隙度的化石化作用

如果地层水被一种“惰性的”不活动流体，如烃类替代，则其孔隙度的丧失将被终止。事实上，已经观察到，充满烃类的储集层经常表现为比其相邻的同样的储集层具更好的特性。当评价被于井钻穿的储集层（通常为含水层）时，这一因素必须考虑进去。例如，在北海丹麦阶的白垩质储集层中，被油充满地带的孔隙度为 30～40%，而在其相邻的含水层中，其值仅为几个百分点（SCHOLLE，1977，1978）。

在极端的情况下，油层的边界可被强烈地胶结而变得不渗透，此时这个聚集或多或少被封闭了。这种类型的“成岩”油藏将在 4.3 节中讨论。同一储集层中毗邻的含油和含水层中孔隙度的对比，可以用来估算烃类到来时的地层埋藏深度，因为这种“保存的”或“化石化的”孔隙度近似地代表了在油到来时的埋藏孔隙度。

但其它或多或少更为复杂的化学机理，可改变孔隙度随深度的“正常”丧失，举例来说，如果在一个水循环不畅的环境中（如地层被包围在蒸发岩地层之间），则方解石或石英的溶解将受阻。在这种情况下，其值很少能超过 4～6%。对多孔岩石的胶结作用可使之变成一个封闭的环境，在此环境中不同的裂隙也被逐步胶结（HORTENBACH，1977）。

在某些情况下，如在 Zelten 的始新统石灰岩中，其孔隙度（在 1500～1600m 深处为 40%）似乎由于早期胶结物的存在（早期胶结作用阻止了压实作用）而在“颗粒岩”中得到了部分保存；在泥粒灰岩和粒泥灰岩中是由于多孔的碳酸盐泥的存在而保存了部分孔隙。进而由于在侵蚀期间对储集层的淋滤，而使其特性得以改善（BEBOUT，1979）。在 Smackover 组地层的情况下（它是东湾岸区 Jay 油田的重要产层），它的孔隙度似乎是由淡水环境的早期胶结作用得以保存，由随后的淋滤作用而得到改善（STOUDT，1979）。因此，早期成岩作用，特别是对碳酸盐岩来说，经常对决定储集层特性起重要作用。

次生孔隙

通过对莱茵地堑第三系沉积物的调查，HELING （1970）指出，埋深超过 1000m 的岩石经历了矿物和化学转换作用，如白云岩化作用、磷酸盐的溶解作用等，它们中的一些有助于增加孔隙度。水力压裂作用也可以使储集层的特性得到一些改善。

在砂岩储集层的情况下，从岩相观点出发，这种“次生孔隙”主要是由于长石或碳酸盐的溶解形成，该过程发生在较晚时期，需较大的埋深，它可以使孔隙度增加 7～8%。更普遍地，在一定深度处的压实作用通常会导致流体超压，从而在岩石中形成裂隙。

2.1.2.3　构造运动的影响

构造变形（主要为张性和剪切机制，但也有褶皱的），能导致已压实岩石的裂缝化，并给其带来一定的孔隙度，特别是渗透率。不论裂缝是何种成因，但裂缝的作用，在沉积序列

中倾向为水的循环打开新的通道，使水更易于进入到更深的地带中去。正向运动或隆起运动可以引起：①由于上覆地层的侵蚀（已可以由相反类型的化学转换造成），引起压力和温度的降低；②大气淡水的侵入和循环，以及主要沿着渗透层的含水层系的复活，是增强还是削弱其活动要视其特性以及它们所处的环境而定。

在后一种情况下，与我们开始推测的情况相反，在完全均质且无相变的石灰岩储集层中的构造裂缝化作用倾向于降低其孔隙度和渗透率。事实上，某些背斜中，随着其弯曲程度和倾角的增加，储集特性反而降低。特别是在巨厚层的情况下，这一降低是由于在褶皱开始前的压溶和缝合线作用引起的，此时的孔隙随后被沿缝合线溶解的方解石的沉淀所充填（TREMOLIERES &REULET，1978）。

一般说来，可以认为裂缝化作用在开始阶段产生了裂缝渗透率，但随后溶液在这些空隙中沉淀胶结物，而把它们逐步堵塞。换句话说，近期的裂缝可以产生渗透率，而较老的裂缝则更易被胶结从而变得不渗透。

因此，作为储集层基本特征之一的孔隙度，是一系列地质事件的结果（图 41）：①从沉积学角度，它随沉积环境能量和沉积物“洁净度”（缺乏胶结物）的增高而增加；②从地质历史角度，它随埋深的增加、沉陷时期的变长、温度的增高以及构造变形的变老而减小。

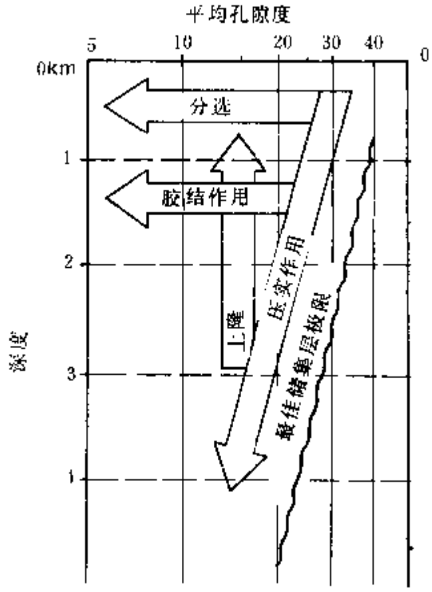


图 41　与不同地质过程对应的、砂岩储集层的孔隙度／深度关系的变化

沉积后历史的反复在很大程度上可破坏原始多孔且渗透的沉积物的特性，但这些作用都是些具双重作用的转换作用，非常致密的储集层随后又可以重新获得其孔隙度，特别是渗透率。

2.1.3 地质特征：储集层类型实例

储集岩可分为两大家族：碎屑岩储集层，主要是硅质的（砂和砂岩），和碳酸盐岩储集层，包括石灰岩和白云岩。考虑全世界的巨型油田（油和等量气的储量大于 70Mt，或 $500\cdot10^6$bbl）中，砂岩储集层占原油储量的近 60%，而碳酸盐岩虽然在沉积盆地构成物中仅占 16%，但它却占原油储量的 40%。如果我们仅考虑美国的大型油田，则这个比例升至 2／3 到 1／3，而中东在碳酸盐岩地层中有较大部分的储量（HALBOUTY 等，1970）。当把气也考虑进来时，碎屑岩储集层占的比例将更大。属其它岩石类型的储集层（燧石、粘土岩和非沉积岩）仅占总数的 1%。

2.1.3.1 *砂岩储集层*

碎屑岩储集层一般由稳定成分组成，具比较均一的孔隙度和渗透率，属粒间类型，其大小受粒径和胶结程度的影响。孔隙度与渗透率之间的关系通常是好的，它们随埋藏深度的减小是比较均匀的，且是作为温度的函数。

1960 年对美国从寒武系到更新统的 7241 个砂岩储集层统计资料表明，它们其中的大多数仅覆盖有限地区，通常小于 $260km^2$，且其平均厚度为 12m。无论是何种类型的圈闭，具局限延伸范围的砂岩储集层明显地比在大面积内延伸的连续碎屑岩储集层占优势（CURTIS

等，1961）。

这些砂体大多数平均长度为5m,长／宽比为3：1。它们属于各种沉积环境:风成环境、沙漠环境、冲积环境、三角洲环境、潮间环境、滩环境、障壁坝环境、台地和深水环境。

风成砂

风成沙漠砂的堆积体可能是所有碎屑岩储集层中最有利的了。它们可以厚达200m，如在Leman气田。这些赤底统的风成地层延伸达1000×300km，从不列颠岛到波兰。在北海、荷兰和德国地下，由这一大陆砂岩组成的储集层含有2600Gm^{3}的气，其孔隙度平均为25%，渗透率为1μm^2（TAYLOR，1978）。

西欧最大的格罗宁根油田的储集层的厚度从南边的80m到北部边界的200m。它由红色砂岩和非均质的砾岩组成，其平均孔隙度介于15%到20%之间，渗透率从0.1到1μm^2。这些沉积物的物源来自南面，相当于冲积和风成环境。油井的平均产量从0.7到1.2Mm^3／d（图70）（STAUBLE & MILIUS，1970）（见第2篇第4章）。

河成砂

这种类型的沉积主要相应于冲积平原上的曲流河和辫状河。它们所代表的砂体有250m到20km长（平均4km），6到75m厚（平均30m）。一般来说，它们的孔隙度范围为10～25%，渗透率从60～2000μm^2（图42）。普拉德霍湾油田的二叠—三叠系的Sadlerochit组即是此类砂体中最富者之一，它含有整个油田3.3Gt原地储量的2.8Gt（CONYBEARE，1976，JAMISON等，1980）（见第2篇第4章图56）。

在丹佛盆地中，其砂体相应于河道充填物，具以下特征：①总的呈伸长状，常具弯曲的形态；②侧向上从砂岩向页岩突变；③孔隙度和渗透率具一定的不规则性，有砾石出现。

它们形成的油柱一般小于15m，允许活跃水驱。其圈闭通常由一个鼻子和一条反向断层组合而成，所圈闭油气的体积小，储量微不足道，平均为1.5Mt原地储量（EXUMS & HARMS，1968）。

冲积扇沉积

这种类型的沉积在其几体形态和构造上表现出极端的变化，并且经常对成岩作用的影响十分敏感。属此类环境的包括利比亚锡尔特盆地下白垩统的冲积砂体，它是由花岗岩基底支撑，并由森诺阶页岩有效地封闭。它们组成了Sarir和Messia大油田中的储集层（TAYLOR，1978）（参见图206）。

海滩和障壁砂

这种类型的地层平行海岸排列，代表了潜在储集层的一大组。对北美18个油田的统计研究表明，这类砂体的平均长度为40km，宽度4km，厚度20m。孔隙度变化范围从15到20%，渗透率从50到2000μm^2（CONYBEARE，1976）。图43、44示海滩和边缘海滩砂（被河道截切侵蚀）的测井曲线描述。

北海Piper油田的侏罗系储集层具储量85Mt，由一组海滩和障壁沉积类型的砂体组成，并具叠瓦构造。其厚度变化从35到100m、孔隙度从22到27%，渗透率从0.15到1μm^2（CONNER等，1975）。

海相台地砂

相应于具滨海相的滨外砂坝的砂体具以下特征：①常具椭圆形外形；②具好的储集性能，常含海绿石；③向上页岩百分含量逐渐减少。

储集层为此类砂体的，其圈闭通常是地层的。例如在丹佛盆地，油柱高度可达30m，

每个聚集中的原地储量为 5Mt（EXUM & HARMS，1968）。

此类砂体分别对应于海进和海退沉积。前者一般延伸面广，但较薄，并以具较小的粒径分布和向层序的顶部过渡为页岩为特征。此类中最好者，其孔隙度从 15 到 28%，渗透率从 80 到 $3000\times10^{-3}\mu m^2$，厚度为 6 到 90m。向顶部储集性能的变坏是一个不利因素，并且，此类储集层所含的储量也比海退序列的要少。与此相反，海退砂具有较粗的粒径分布，但在这类储集层中常出现封闭上的问题（MACKENZIE，1972）。

深水碎屑沉积

浊积岩和深海扇在广阔的数十或数百平方公里的范围内形成相对均匀的分布。它们沉积在沉陷区且通常是沉积盆地的较深部，盆地的地形特征决定了这些沉积的几何形态。这些深水砂岩通常是在海退期沉积的，表现为一系列的碎屑沉积，它们或是递变为页岩，或是由页岩分隔，或是被页岩包围。这些页岩可起盖层作用，并以含有指示大水深的微古生物为特征，而这些砂体却具浅水环境的沉积特征。

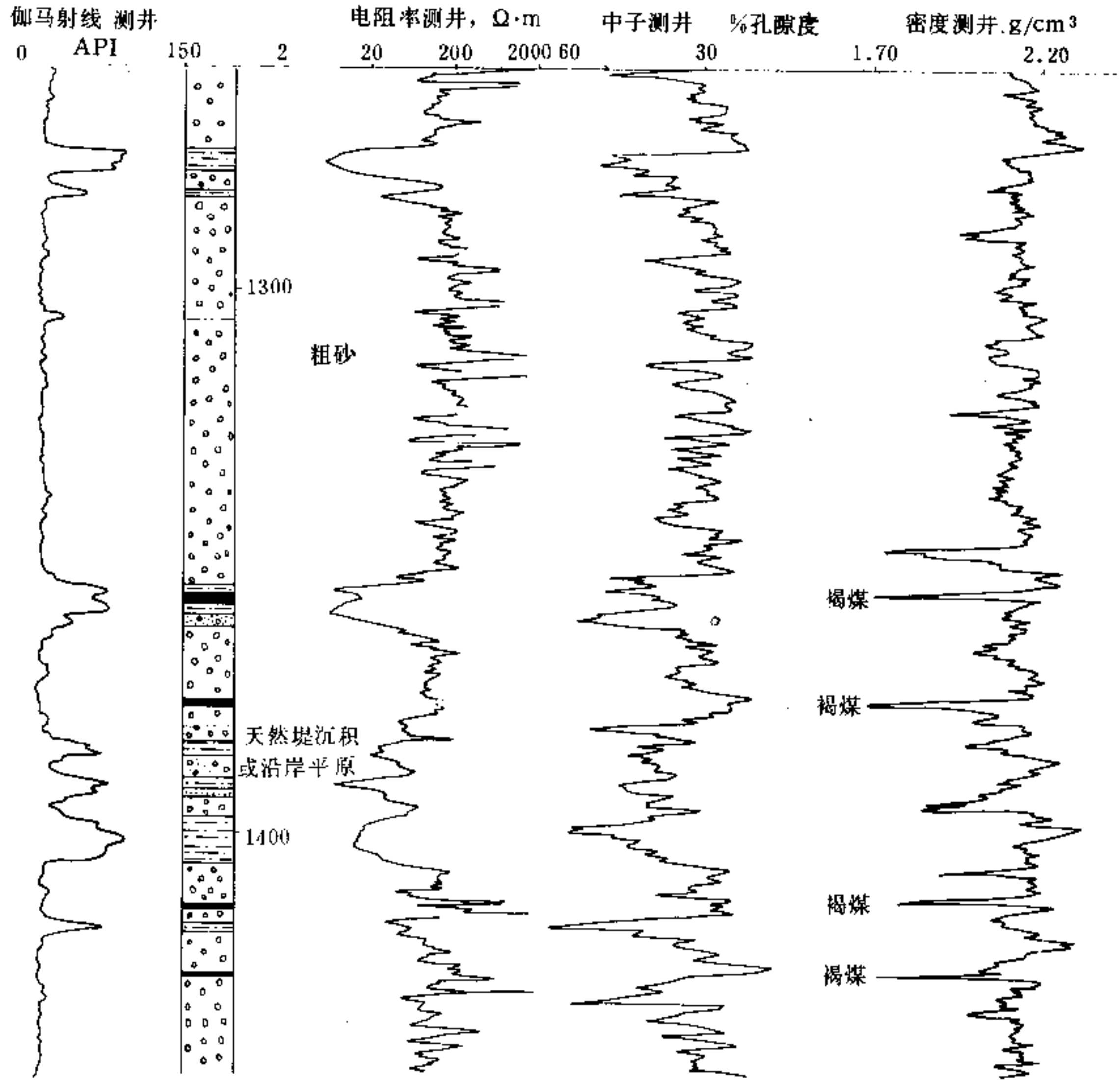


图 42 测井曲线表示的河成砂实例

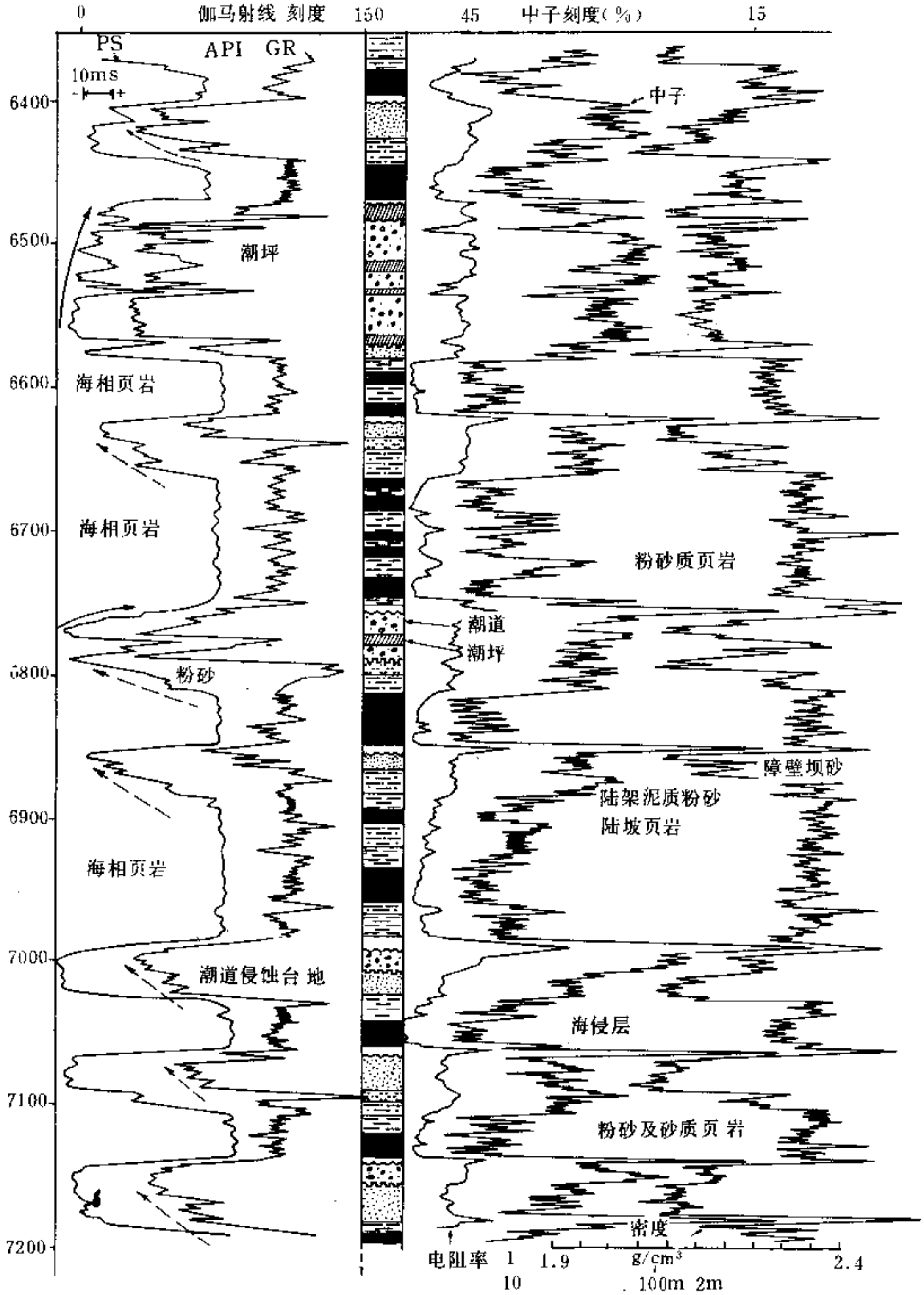


图 43　海滩和三角洲砂在测井曲线上的反映

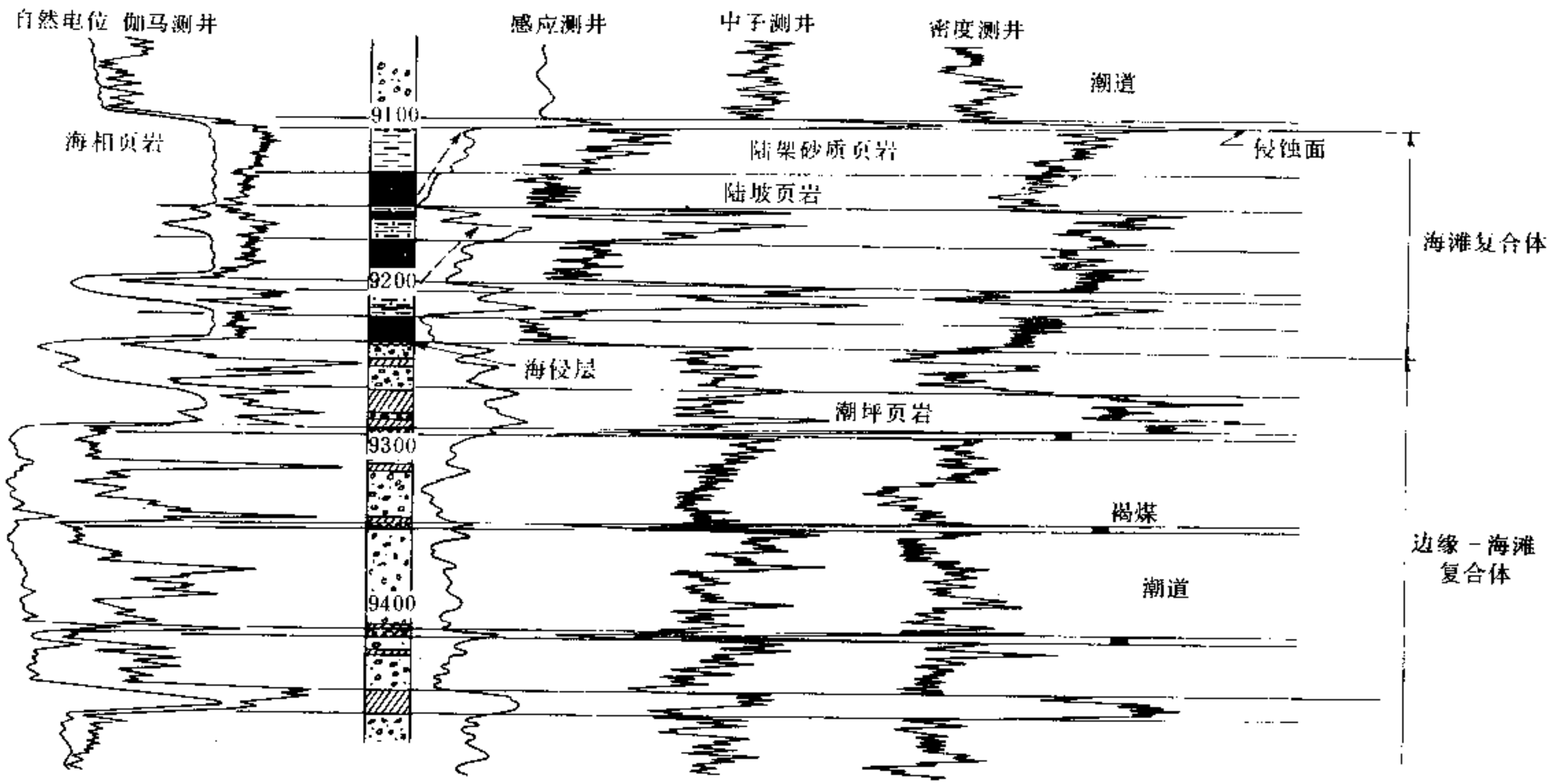


图 44　山测井曲线表示的具侵蚀河道的海滩砂和边缘海滩砂复合体

形成此类沉积的沉积作用在时间上是不连续的，由具高聚集速率的短的时间段组成。层序的底与其下伏的沉积层呈突变接触，有时为侵蚀接触。其上部渐变为远洋沉积（图45）。其近端相相应于斜坡上的水道充填，常具复杂的分布型式；其远端相是重力流沉积的结果，常表现为大面积的和较均一的上超。

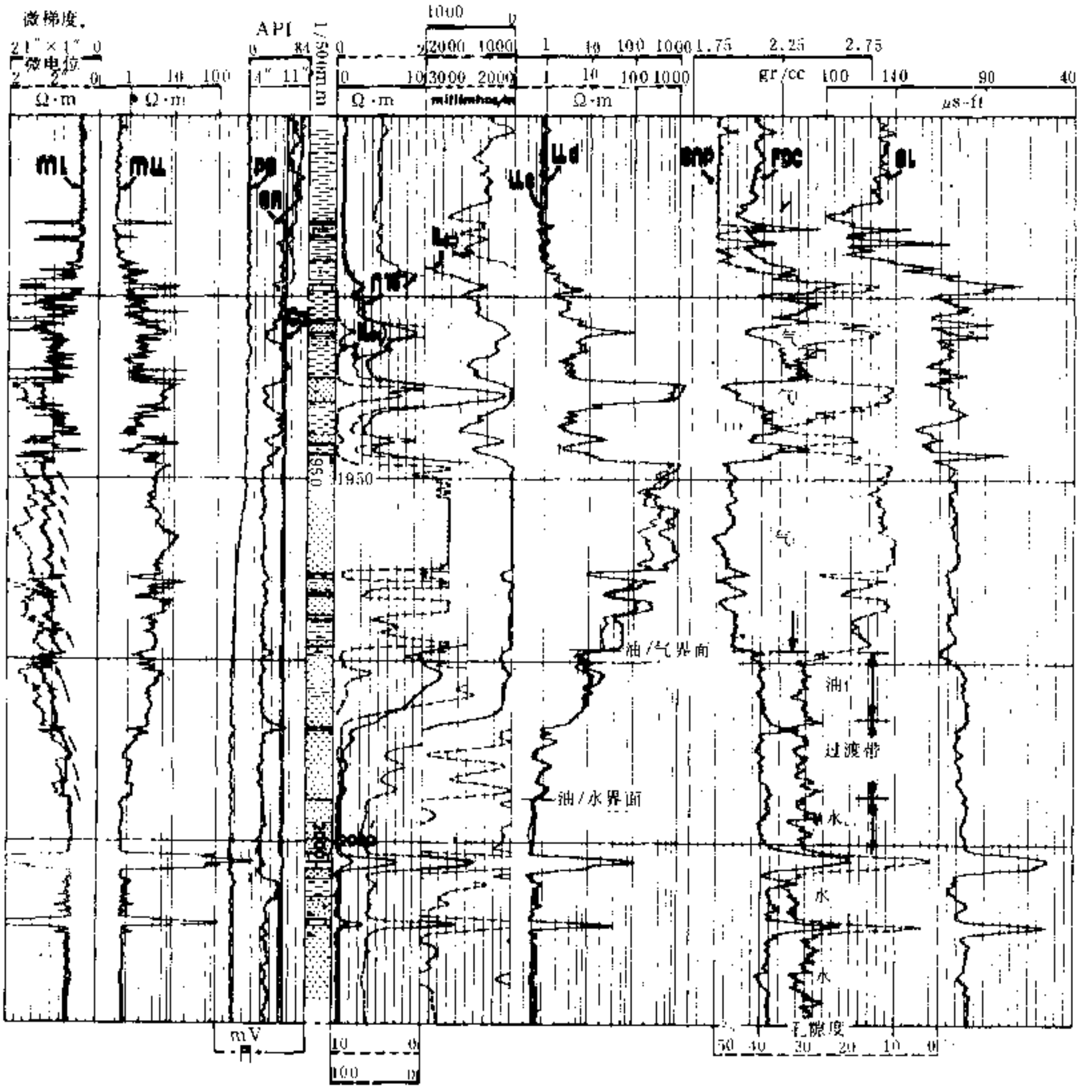


图45 深海砂岩在测井曲线上的反映

人们经常倾向于认为，对深海沉积物的解释在很大程度上是个赶时髦的问题。虽然对现代深水沉积，特别是浊积岩和深海扇的更好的认识，有助于我们对老的沉积物进行合理解释，但这种类型的储集层是历来就有的。在1960年出版的"砂类体几何形态"的备忘录中，SULLWOLD指出，属此类的，有特拉华盆地的二叠系产层，俄克拉何马的Atoka砂岩及宾夕法尼亚系的产层，阿巴拉契亚奥陶和泥盆系的砂岩产层、湾岸区离岸最远处的不同的第三系砂，以及洛杉矶盆地的富油的上新统砂。

洛杉矶盆地中，下上新统Repetto砂是其主要储集层之一，它占据了盆地的整个中心部

分，在沉陷最深处厚度达到700m。这一优秀的储集层叠置在较深的生油岩系列之上，就是为什么这个盆地小而肥的原因之一（图46和161）（SULLWOLD，1961）。

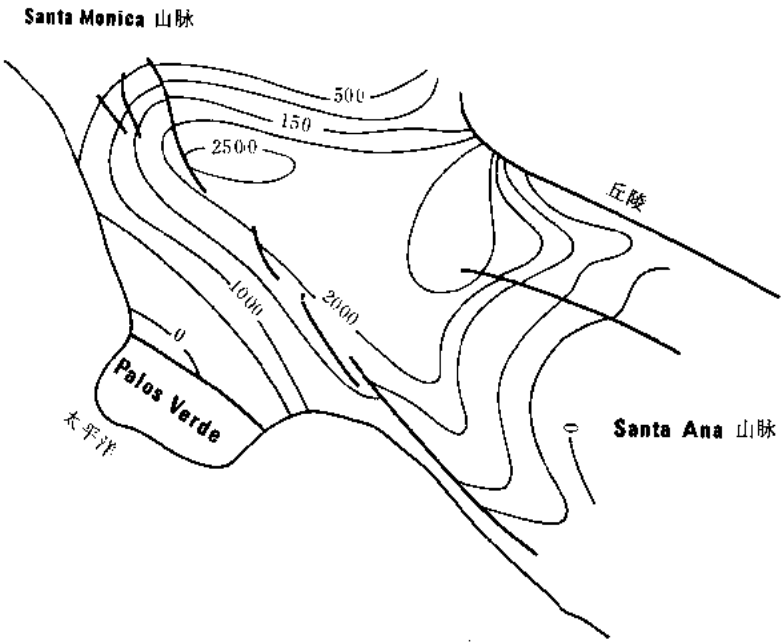


图46　洛杉矶盆地中Repetto组（下上新统）的地层等厚图（ft）
（据CONREY，1959；和SULLWOLD，1961）

在Parentis盆地，Cazaux油田的阿尔布阶砂岩明显地是由浊积岩组成的另一类储集层（图47）。它们呈伸长状形态，随时间推移而相互叠置并发生位移，约50m厚，1～2km宽。每层都是正旋回，从砾石开始，到粘土结束。它们都被解释为海底水道充填沉积（据BESSAQUET & MARTIN，1977）。

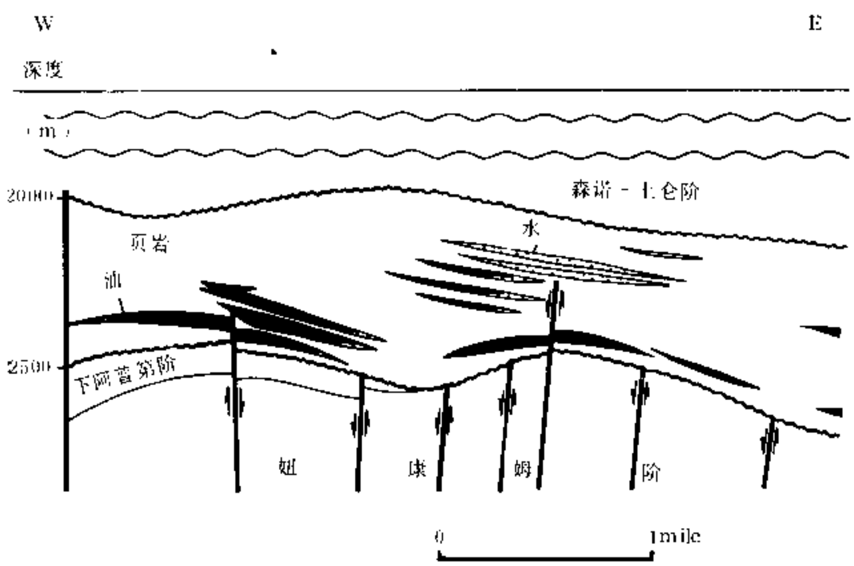


图47　穿过Cazaux背斜轴的构造剖面图（据BESSAQUET & MARTIN，1977）

北海维金地堑的古新统砂是此类储集层的又一个实例。它们展示了一个完整的过渡系列，从下古新统的主扇，到上古新统的斜坡边缘环境。这些砂来自苏格兰沿岸和 Shetland 的一个出露地区，可能与由北大西洋张开引起的隆起有关。它们向东前积在逐渐变深的海里（PARKING，1978）（图 193）。Frigg 气田的产层即是此组地层，其伴生体的形态也明显地与这些扇相似，从而使这些构造在地震勘探中得到了“中国蝴蝶”的美名（图 48）（HERITIER 等，1980）。

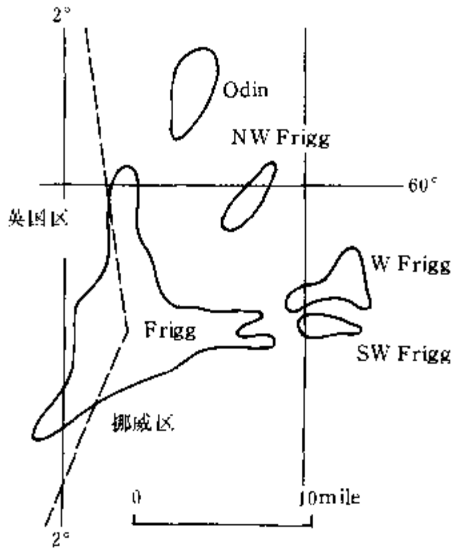


图 48 Frigg 气田和其伴生体的平面图

在 Faja de Oro 西南、墨西哥的被认为有潜力的 Chicontcpec 盆地，其古新统、白垩系和部分的侏罗系地层中，有古新统和始新统的浊流沉积形成狭谷充填物。在其最厚部位有 500 到 900m 厚，孔隙度和渗透率中等，油井产量低。

其圈闭主要为地层类型，油气聚集散布较广。主要油田是 President Aleman，位于上倾尖灭位置（BUSCH & GOUELA，1978）。

三角洲地区

三角洲环境在一定程度上可认为它具有广泛的砂岩圈闭，并且随着其进积运动，其中伴生有各种类型的沉积物，包括并置和叠置的河成砂和滨外砂坝，因而在其中形成了一个对石油生成和捕集都有利的环境。在三角洲单元的前缘也可以遇到深水砂岩体。例如在湾岸盆地，众所周知为三角洲相的 Vicksburg 砂、Wilcox 砂（始新统），向南延伸并变为浊积相，在那它们是天然气产层（BERG，1979）。马哈坝三角洲（加里曼丹）是现代三角洲系统的极好实例（ALLEN 等，1979）。

2.1.3.2 *碳酸盐岩储集层*

碳酸盐岩储集层以具宽广的孔隙度和渗透率变化范围为特征。它们通常以厚层状、具大孔隙和裂缝的礁、具细纹层的礁后沉积以及浅滩沉积的形式出现。其原始孔隙度是粒间类型的，由于其组成物大小和形状的多样性，其孔隙度值变化很大（有的组成物可以加上其本身固有的或称粒内孔隙）。其孔隙度还与沉积环境能量的增加密切相关，特别是在礁的情况下。在生物碎屑堆积的礁的翼部，孔隙度最高。

除了由沉积环境的变化引起的非均质性外，还应加上由成岩作用或次生孔隙引起的。尤其是白云化作用，它在致密石灰岩中表现为孔隙的增加，而在礁灰岩的情况下，表现为对孔隙结构的简单改变。在加拿大西部进行的统计研究表明，石灰岩储集层的孔隙度和渗透率分别为 8%和 $68\times10^{-3}\ \mu m^2$，而白云岩储集层的为 9%和 $800\times10^{-3}\ \mu m^2$，表明其渗透率比孔隙度有更大的增长。但有时白云化作用通过产生致密的晶体网络而起到相反的作用。

成岩作用对颗粒之间的缩颈的影响是粗糙的和不规则的，从而造成这些“瓶颈”的直径有很大的变化，渗透率亦是如此，因为重结晶作用通常形成大的方解石晶体。这就意味着具较大的孔隙度，而渗透率却较低（JARDINE 等，1977）。

孔隙的形态及其它们之间的关系同样具有重要的意义，特别是对生产开发工程师来说。

例如，WARDLAW（1976）指出，在白云岩中，孔隙之间的连接通常是压扁状的，而不是平面状的。随着白云石晶体的增长，其孔隙度下降，其原始的多面体孔隙变成四面体，最后变为薄层状。考虑简单的几何形态，孔隙与分割它们的缩颈的大小比是增加的，表明缩颈变小了。

裂缝化作用可以在原始不渗透的岩石中产生渗透性。它有利于水的循环，而后者又有利于淋滤和胶结作用。它在产油的储集层中也可导致含水层的上升。沉积体的均一性经常被次生机制弄得模糊不清，这些作用有喀斯特化、压实作用、白云化作用和裂缝化作用。它们可以互相叠加作用在沉积体上。虽然碳酸盐岩储集层的特征开始取决于沉积条件，但它们也决定于其随后的过程，它们受这些过程的影响比砂岩储集层的大。

礁储集层

礁构造和环绕它们的破坏产物因其孔隙度和渗透率而可成为突出的储集层。艾伯塔和西得克萨斯的许多礁表现出的储集层厚度为 170 到 180m。由于重结晶作用、溶解作用，以及有时的裂缝化作用，其产量可高达 10000bbl／d 到 1400t／d，甚至更大。有关这种储集层的实例及其地质背景将在后面讨论（第 2 篇 4.2.2.2 节，第 3 篇 2.1 节，3.4，3.5 和 3.7.3 节）。

白垩：一种异常储集层

白垩是一种很细的碎屑岩，主要由颗石藻的微体骨架组成。它是成层的海相沉积物，沉积在浅的深度，但在 1000m 深处也可以形成，其沉积速率从每百万年几米到 50m。这种颗石藻的骨骼大小为 1 到 20 μm，由极其纯净的方解石组成，因而它在化学上是非常稳定的。从岩石物理观点来看，白垩通常是极其多孔的，并且相对来说是不渗透的岩石。在其沉积时，白垩的孔隙度可达 70 到 80%，然后作为埋藏深度的函数而稳定下降，在 1000 到 2000m 时平均为 30%，更深时其值将小于 20%。其孔隙体积由直径不大于 1～2 μm 的非常小的孔隙的密集网络组成。其渗透率很少超过几个毫达西，且经常小于 1（$\times 10^{-3}\ \mu m^2$）。

尽管如此，白垩却构成了具有中等性能的石油储集层，如在湾岸（Austin 白垩）和荷兰的白垩系。在得克萨斯，其孔隙度在埋深近 2000m 时仅为 10%，渗透率总是小于 $0.5\times 10^{-3}\ \mu m^2$。在这些储集层中油井的产量急剧下降，从 40t／d 到几吨／天。但是，在中东的一些地区（Zakum 和 Bu Hasa 油田），以及湾岸区和北海区的一些油田，尤其是 Ekofisk 带中，白垩是引人注目的储集层。位于北海中部 Ekofisk 油田中的丹麦阶储集层，在深度 2000 到 3000m 处其厚度达 400 到 1400m。它们保存的平均孔隙度值为 30%，相应于 1000m 埋深处的孔隙度峰值为 40%，其基质渗透率为 $1\sim 2\times 10^{-3}\ \mu m$，而测试获得的有效渗透率为 $10\sim 20\times 10^{-3}\ \mu m^2$。这些井具异常高的产量，约 10000bbl／d 到 1400t／d（图 184 和图 186）。

这些突出特性可用一些特殊机理的联合作用来解释。高的孔隙度（在油层中比在水层中更高），主要是由与覆盖在储集层之上的古新统欠压实页岩有关的异常高压（在 3050m 处为 500bar 或 7100psi）引起的，也与含水带中胶结物的生长有关。值得注意的因素还有：①由可能的岩盐拱顶引起的背斜褶皱作用导致裂缝的出现；②高达 70～90%的含油饱和度；③非常低的石油粘度，井下情况下为 10.24cP，低粘度又与高的气油比有关（265～350m^3／m^3，1000～2500 立方英尺／桶）。

面积 56km^2 的 Ekofisk 油田是由背斜形成的，但油田中油柱的高度却大于构造闭合的高度，这可以解释为储集层含水部分的胶结作用所致。在 3120m 深处，温度为 130℃，相

应的地温梯度为 33℃／km。其可采储量，如果采收率为 20%的话，则可达 134Mt 油和 112Gm³ 气。这种未饱和油的密度为 32° API（MASSON，1977；SCHOLLE，1977；BARK & THOMAS，1980）。

2.1.3.3 裂隙储集层

裂缝有时可产生高渗透率，但其孔隙度却总保持在低到很低的水平。换句话说，裂缝可以使具基质孔隙度的含油储集层大大地提高其产率，它们自己本身并不意味着是好的储集层。由它们所形成的渗透率很快就达到较高的值。因此一条宽 0.25mm 的裂缝的渗透率可达 $5000\times10^{-3}\mu m^2$，单是一条 1mm 宽的裂缝就可以保证 1000～1500t／d 的产量（引自 RUSSEL，1960）。

裂隙对由致密岩石组成的储集层有影响，这些致密岩石如砂岩、石灰岩、白云岩、白垩、燧石、固结页岩，有时也有火成岩或喷出岩。裂缝在断层附近比较发育，特别在背斜褶皱的外带（中和面以上）很是发育。越年轻的裂缝张开度越大，越具渗透性，因为随着时间的推移，含盐水的循环会把它们逐渐胶结。缝隙也可以由成岩过程中的压实作用形成（特别是在缝合线形成时），或可以由含于岩石中的流体的超压形成。最著名的裂缝储集层是伊朗的 Asmari 组褶皱的石灰岩。

2.1.3.4 每平方公里的储量

对于在井底情况下正常流动的某种油来说，某油田每平方公里的原地储量主要依赖于其储集层的特性、它的有效厚度和孔隙度。从理论上讲，具有 10%有效孔隙度和 10m 厚度的储集层相当 1m 的连续油柱，其原地储量为 $1Mm^3/km^2$。假设采收率为 25%，则可采储量为 $0.25Mm^3/km^2$。在相似条件下，100m 的厚度即意味着原地储量和可采储量分别为 10 和 $2.5Mm^3/km^2$。

从统计学角度讲，如果把储集层／生油岩的关系考虑进去（见第 3 篇第 1 章），则砂岩储集层的原油体积约与其平均厚度的平方成正比增长（图 49）。对气来说，则是储集层厚度的 2 到 3 次方。统计分析也表明，在最厚的砂层与最大的聚集之间存在好的相关关系。厚的砂层的孔隙度和渗透率一般比那些薄层的好。厚的砂岩倾向于延伸更宽广，因而比单从其相对厚度所推测的储集性能更好（CURTIS 等，1961）。

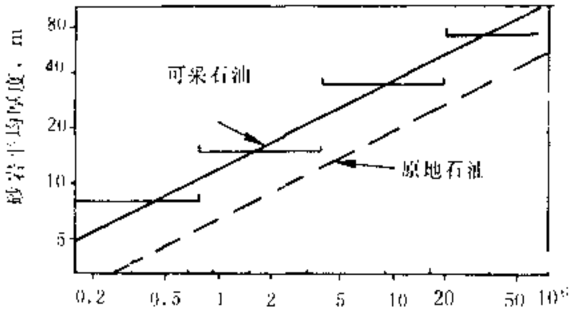


图 49 砂岩平均厚度与油藏中原地油和可采油体积的关系图（SMITH，1975）

下面是一些富油气聚集的例子：

（1）加利福尼亚的 Long Beach 油田，产层为上新统的砂，它占整个序列的 50%，其中含有 $10Mm^3/km^2$，同一盆地中的文图拉油田含 $15Mm^3/km^2$（375000bbl／acre），为美国记录；

（2）苏联 Baku 地区的油田，$18Mm^3/km^2$；

（3）伊利诺斯的 Salem 油田，产层为密西西比系砂岩和石灰岩，$12Mm^3/km^2$（3000bbl／acre）；

（4）北海的 Ekofisk 油田，在丹麦阶白垩中有 $3Mt/km^2$；

(5) 加蓬的 Grondin 油田，在白垩系砂中有 1.4Mt／km^2。

RICHE & PRESTAT（1979）给出了中东同一时代（中白垩统）储集层中不同岩相的产油潜力的极好对比：

(1) Burgan 带的砂，为 1.5～2Mm^3／km^2；

(2) 伊拉克西南部的生物碎屑石灰岩，约为 1Mm^3；

(3) Zagros 山脉褶皱带的裂缝石灰岩，小于 0.125Mm^3。

考虑到气具较高的压缩性，故其情况较复杂。比重为 0.7 的气体在以下压力和温度条件下的压缩因子为：300bar、60℃时为 290；500bar、100℃时为 320；700bar、140℃时为 350。

在上述情况下，埋藏在相应深度上的 1Gm^3 的气体在地表情况下分别为 290、320 和 350Gm^3。有些例子可以以每平方公里的储量数给出：①Kangan，330Gm^3，面积 440km^2，埋深 2200m，平均孔隙度 1～6%：750Mm^3／km^2；②Hewet，80Gm^3，面积 100km^2，埋深 2700m，平均孔隙度 20%：800Mm^3／km^2；③Lacq，170Gm^3，面积 110km^2，埋深 300m，平均孔隙度 3%：1500Mm^3／km^2；④Frigg，200Gm^3，面积 110km^2，埋深 1800m，平均孔隙度 25%：1800Mm^3／km^2。

储集层／流体关系

性能好的连续储集层常具正常压力，并且经常与含盐含水层系伴生；与此相反，不均质和不连续的储集层常与突变和高的压力和盐度梯度相联系。由此观察而得到的其它关系，已在储集层性能和原油特性间观察到。

均质的、渗透的储集层通常是含水层优先选择的流动途径，导致以下两个结果：①从化学上看，这些侵入水倾向于改变烃类的成分，它们常与重油伴生；②从物理角度看（正如我们下面将看到的），对这些容易流动的路径需要较好的封闭才能保住油气聚集。

与上述情况相反，不规则的多孔渗透层常满足于较中等的闭合度，因此地层因素可以加强构造特征。在这种情况下的原油常较轻且富含气。好的、供给良好的储集层，如果其圈闭体积足够大，则可形成大油田，并且在这种情况下，油气产地是集中的；不规则储集层通常是分散产地的源地。

2.2 盖　　层

盖层是阻止烃类进行垂直地层运动的地层，因此它们与储集层相反，但并不是所有的非储集岩都能提供有效封堵。有一些盖层甚至可以作为生油岩。盖层不一定要对水是不渗透的。

2.2.1 盖层的岩石物理和地质特征

盖层主要具不渗透性和塑性。不渗透性主要由较高的注入压力决定，而这一压力总是比其相邻的地层高。这一高的注入压力与以下因素有关：

(1) 很细的孔隙和由之引起的极高的毛细管压力；

(2) 经常也具很高的隙间流体压力；

(3) 应力场。

塑性使岩石在经历变形，特别是构造变形后，还保持其封闭特性。这一特性与一些矿物学的、水文地质的，以及构造的特性有关。

矿物学特性主要影响组成盖层岩的矿物或晶体的性质及其排列方式。例如，蒙脱石因其具有层状层，而比具多面体结构的高岭石有更好的特性。另外，成岩作用对页岩的封闭特性也起着重要的作用。特别是，这些岩石的孔隙度在埋深达1200m的过程中一直下降，仅保持极其细小的孔隙。继续往下，主要是在2000m以下，渗透率会受到微裂缝化作用的影响。

内部超压通常与水文地质机制有关，特别是与束缚在岩石中的压实水和地层水的存在有关。这种情况是欠压实的页岩地层，其中的压力已达到地静压力。这同样也是有些矿物的分子水作用的结果，这种分子水特别是在当蒙脱石和石膏向更无水的矿物转化时，得以排出。超压不一定非和不渗透岩石相关联，其实它有时可以和储集层相伴，超压起到的作用是巨大的。通过上述这些过程，盖层的封闭性能可能会得以加强。

构造格局同样会影响盖层岩的特性，特别是当盖层岩塑性较弱时。因此，拉张时期会削弱盖层的性能，而在挤压和构造围限时期则会保存并增强其性能。

对盖层对盆地——这个尺度的范围的作用来说，其古地理情况是重要的。如其在盆地边缘处于超覆位置，则它可保证对其下伏的层序起良好的保证作用。比如，撒哈拉二叠系和阿拉伯地台侏罗系（Hith 组）的蒸发岩系列就是这种情况。在沉积旋回末期象这种超覆的序列组合是比较少见的，它相应于盆地构造的一个特别拉张期。

2.2.2 主要盖层岩

起盖层作用的岩石主要有以下两大类：

（1）分布最广的砂泥质页岩；

（2）最有效的是蒸发岩，它对气和水都不渗透。

粘土和页岩

这类岩石具有两个主要的盖层特性，即高的注入压力和塑性。其高的注入压力是由其细小的粘土矿物颗粒以及其所含的孔隙所致，这一压力取决于它们的性能，尤其是它们的大小。这种高的注入压力可以因内部超压的存在而增强。页岩的渗透率首先随埋深的增加而下降，直到出现微裂缝；然后它又增高，特别是对受到构造应力的沉积物更是如此。塑性是由粘土矿物的排列方式决定的。

蒸发岩

这类沉积物以具晶体结构为特征，这些晶体与其周围的盐水常已达到化学平衡。在很多情况下，成岩作用会使其中的水排出，而增高其内压。因其结构独特，故它们通常不具有效孔隙度和渗透率。它们也具有高的塑性，尤其是岩盐，它们可以使小的断错和裂缝重新闭合。但是，也就是因为其极端的可动性，而使其发生膨胀和底辟，从而由于盐的运动而导致不连续，甚至可以出现筛状形态，如在刚果阿普第阶盐岩中所见到的（图58）。比盐岩分布更广的硬石膏是优秀的、也是较常遇到的盖层岩。另外，盐岩也是热的良好传导体。

各种各样的盖层

在少有的情况下，某些碳酸盐岩或粉砂岩也可以起到盖层的作用，特别是在没有构造运动或仅有微弱构造运动的盆地。如果是碳酸盐岩，则它们的储集性能会因缝合线的存在而增强，因微裂缝的形成而受到影响，有时甚至变得无效。

一个好例子是在佛罗里达 Sunoco–Felda 小油田中发现的由致密石灰岩形成的盖层。这一含油厚度为10m的储集层是由藻、腹足类和碎屑组成的，其平均孔隙度为18%，渗透率为$60\times10^{-3}\mu m^2$。它是由其下伏的10m厚的钙质黑色页岩和厚仅3m的不渗透褐色石灰岩

提供油源。这一盖层（指石灰岩）被与其同样厚的红色石灰岩含水层围住，而这一整个单元由硬石膏层覆盖，它构成了主要盖层。这一层薄的石灰岩盖层因而形成了流体分布的明显异常，它使油层面位于含水层之下。在监测一口井的钻进过程时，回想一下这些例子是很重要的（TYLER & ERWIN，1976）。

由永冻层起盖层作用也是值得注意的，这在北极尤为突出。永冻层，加上固体笼形化合物，看来是西西伯利亚具有巨大天然气资源的起因。

比其更深层位有更高压力的含水层（混合压实相），尽管它相对多孔，但它也可提供有效的封闭作用，特别在蒲福海盆地，就是这种情况（EVANS 等，1975）。这些高压层对其下伏的盖层可施加间接作用，这些下伏的盖层只是当其被高压层围住时才起盖层作用，因而高压层起到了主盖层或最终盖层的作用（图 50）。

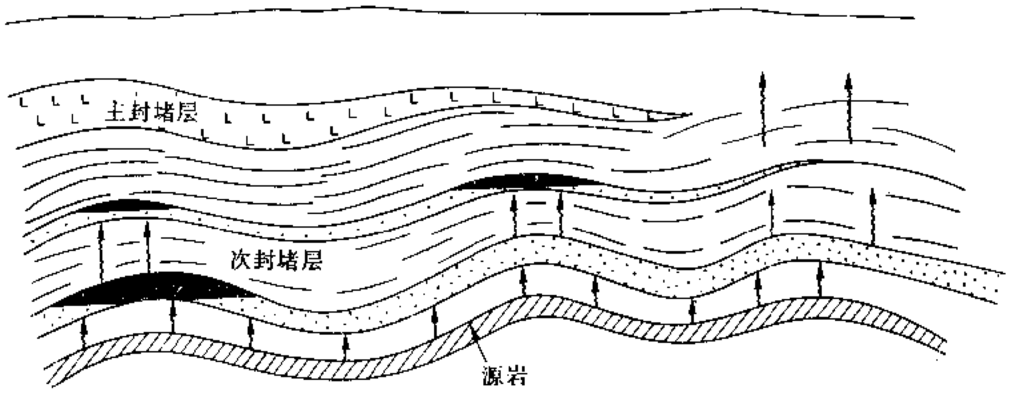


图 50 "引发的"盖层

相反，某些非储集层不一定构成盖层。它们容许流体滤过，因此被称作假盖层。这一概念对于确定构造闭合度来说尤其重要（图 66）。

因此，盖层岩因从相对的和动力的角度来考虑。事实上，盖层的封堵特性随以下因素而变化：

(1) 烃类的组成，气比油更易动；

(2) 施在封堵层上的压力，如果流体压力大于注入压力，封堵层自然会让路；

(3) 构造状态，即盆地的拉张和压缩。

NEGLIA（1979）指出，在相应于某种油／气混和物泡点压力的深度处，页岩盖层倾向于让气体微泡通过而仅留下油。这一特性就导致了差异圈闭。因此，盖层可以被看作一个阀门，在一定条件下它可有效地阻止烃类向上运动，而同时它又允许一定数量的烃穿过它，尤其是当其中的压力太大时；当圈闭中聚集的油柱过高时就会出现这种情况。

从上述讨论我们也可看出，盖层的特征经常影响油区，尤其是其中的烃类的特性。非常有效的盖层，如盐岩，可形成完全封堵，阻止一切烃类通过。在撒哈拉东北和阿拉伯的盆地就是这种情况，在这些盆地中没有渗漏，但巴林岛是个例外。极好或厚的盖层岩可以盖住气和轻质油，如上两个地区的情形，而中等的或薄的盖层仅能保住较重的物质。

在储集层、盖层、含水层和烃类的特性间已观察到密切的相关性。粗略地说，均匀的、连续且渗透的储集层，通常含有具均匀压力梯度的、低盐度的水；与此相反，不连续的、透

镜状的储集层，通常含有具变化的盐度和压力的含水层，经常是富氯化物型的。后者较前者(连续的储集层）更易留住烃类。

有效的、连续的盖层岩通常保留有具高盐度的富氯化物水，其压力状态高于静水压力，其下烃类保存良好；与此相反，中等的或不连续的盖层岩，经常盖在具变化压力（经常是静水压力）的低盐度含水层上，其下的烃类是转变了的重烃，气体含量低。

含有一些碳酸盐和硫酸盐的咸水含水层，与重的、或多或少转变了的原油有关，而含有较多盐的氯化物水，与轻质的、通常是蜡质原油有关，其中富含气。对气体来说，不存在明显优越的盖层，盖层的厚度似乎也不起重要作用，因为十几米厚的完美盖层即可有效地盖住高压油藏，如伊朗的二叠气田。另一方面，盖层的延伸情况却极大地影响着油气聚集的分布。

结　论

储集层／盖层单元是一个油藏得以存在的不可缺乏的元素。储集层以其孔隙度和渗透率特性为特征，可使烃类在其中流动并聚集于其中；而盖层起着封堵的作用，它阻止油气从储集层中逸散。从物理观点看，主要是二者的注入压力有差别：如果低，它则允许流体穿过；如果高，它就会挡住具较低压力的流体。因此，在储集层和盖层间存在一系列的过渡类型，而有的岩石既不是储集层也不是盖层。

这两个整体是由沉积和埋藏条件决定的。除了白垩外，储集层通常是高能沉积环境的产物，而盖层岩和生油岩一样，它是低能环境的产物。一般说来，前者随埋深的增加而性能变坏，而后者的似乎有不同程度的增强。因此，这两类岩石的组合则需要沉积环境特征的迅速改变，在地质历史中这些变化常会被加强。同样，在这里对一个元素（如裂缝）有利的因素，对另一个就是不利的。

3 烃的流动：二次运移、圈闭和散逸

"当我站在岩石晶体和烟云之间的正
中时，就看到了地壳的表面在活动。"

(GEORGES MILLOT,1978)

油气运移是一条油气藏形成的相当重要而未被认识的链条。二次运移跟初次运移不同，它主要在裂缝带和渗透岩石中进行。实际上，两者常常结合在一起。它们形成了聚集，但聚集可能被构造运动改造或破坏，从而引起烃类重新运移。运移作用可以通过对比储集层及其相邻或远离的生油岩的化学性质和成岩特征来进行分析。

3.1 二次运移的动力和机理

3.1.1 物理方面的动力

尽管人们对二次运移要比初次运移了解得比较多并能在开采中对油山的排流作用进行实验分析，但是，这些流体转移的机理依然停留在假设方面。一般可以认为流体，如烃类等，是从高压区向低压区运移的。

第一点：含水层中的石油主要在阿基米德浮力的作用下独立地进行移动。这两种流体的比重实际上有所不同：一个小于 1，常常是 0.9；另一个等于或大于 1。在这种条件下，完全可以认为，原油在可渗透并常为水所湿润的岩石中会组成一定的相态发生运移。很显然，比重差别越大，它们的分异作用就越快、越明显。

第二点：含水层的缓慢迁移会制约烃类的运移。根据简单的力学观点，可把水动力梯度是否与阿基米德浮力作用相一致来考虑它对油气聚集和散逸是起促进还是起阻碍的作用。另外，不能排除在某些情况下，液态烃是溶液状态甚至以悬浮微滴的形式被水载走；更有可能的是气态烃呈溶液状态由水载走，这是因为气态烃的本身在某种条件下会含液态烃。

水动力梯度和石油比重越大，烃类呈单相驱动越明显（KING HUBBERT 定律）。

第三点：油气运移与储集岩的物理性质，也就是与渗透性，确切地说与注入压力或毛细管压力密切相关。

当烃类单元或小滴烃的直径比要通过的空间直径大时，它们要穿过孔隙空间就要变形，其差值越大，变形越明显。表面张力是这种变形的阻力，因而也是油气迁移的阻力。孔隙越窄，阻力越大。这种反作用力是细粒岩石不渗透性质的重要因素。而毛细管压力则是阿基米德浮力和水动力的阻力（图 51）。

油气运移受沉积盆地的结构所控制，如地层、断层和裂缝的倾角和延伸性等。它受控于地史中特别是倾角大的地层发生的变形作用及其伴随的沉降或隆起引起地层压力的上升和下降；它也受最新构造的干扰。

最后，烃类的流动跟新生成烃类的形成和排出关系密切，主要在沉降作用时；油相的规模越大，烃类的迁移越容易，并有可能逐渐汇聚起来（CHIARELLI，1973）。烃类的这些渗透活动可能便是钻井中见到的许多油气显示的原因。

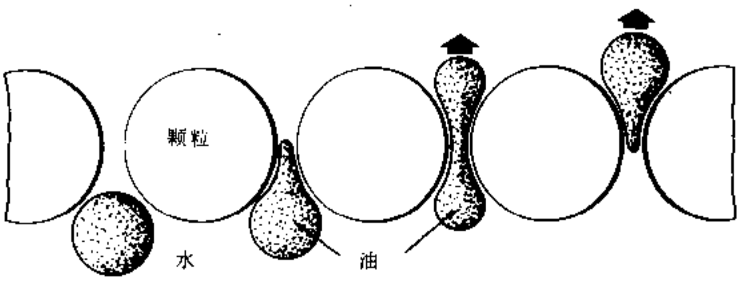


图 51　在水湿的碎屑岩中油滴穿过孔隙空间示意图（据 BERG，1975）

3.1.2 化学方面的动力

烃类通过低孔隙和低渗透岩层进行运移时，由于选择性的截流，会引起不可忽视的物理一化学变化。

一般来讲，由于"原油在油和矿物或油和水界面上极性化合物的吸附作用"，使非极性的烃类沿着运移通道的百分含量越来越大…，这样可能引起"油代替水作为湿润流体"，使芳香烃、沥青、胶质等含量减少，并且"通过气的循环作用有选择地把油中的轻质化合物抽提掉"（DU ROUCHET，1978a）。这种气的循环作用又因轻质化合物的水溶解度最大而得到加强；据统计，由于这种现象造成的结果，同位素 ^{12}C 明显地增加了约 4‰（STAHL，1977）。

用这种机制可以解释下边观察到的现象："盖层越差、硫酚或微量金属的浓度越高"（DU ROUCHET，1978a）。

对东加里曼丹 Handil 群的油藏作的地球化学研究（参阅第三篇第 2 章）表明，原油在运移过程中可能富集轻质化合物，同时在油藏范围内，处于上部层位的较轻烃类会发生"反常"的分布（DURAND 和 OUDIN，1979）。

二次运移对天然气的化学影响了解得比较少。

简言之，尤其穿过较差盖层的运移作用，因伴随硫、微量金属特别是芳香烃等含量的增加，会使原油变重。

3.2 运移和捕集的基本模式

3.2.1 盆地内运移

烃类的运移受盆地沉积的、古地理的、构造的和水文地质的主要特征控制。可以根据烃类所在的地层和与该地层不平行的断层来确认烃类的横向或垂向的运移。

沉积和古地理的标志

一开始就沉积不渗透水平层的海侵层系，就能限制下伏邻层的流体向大气迁移。相反，底部为碎屑的海侵层系，则是油气运移和散逸的最好通道。

正向沉积层序，特别以蒸发岩结束的层序，是烃类垂向运移的有效屏障。盆地边缘的正向层序和海侵层序结合一起能构成最好的区域封闭。反过来，海退层序和负向层序一般对烃类起阻挡作用的可能性很小，而是有利于烃类的散逸。

构造标志

盆地边缘大的断层对烃类运移可以构成有效的屏障，尽管断层的封闭性是一个复杂的问题，它随压力、岩相、地壳活动等在时间上和空间上都有变化。然而，对于在拉张作用下的地区，断裂和裂缝则表现为开启性，是烃类垂向运移的自然通道。

水文地质标志

年青的沉积盆地或正在沉降的盆地，在进行压实作用的层系中，其流体的压力梯度以离心的为其特征，最高的水力势能位于盆地的深部和中部。

经历构造变形、抬升和褶皱的构造盆地，尤其在盆地边缘，水力梯度一般为向心的。盆地中部的水力势能相对较低。

水的压力梯度可以影响运移系统并控制了最有利的聚集带（CHIARELLI，1970，1973；COUSTAU，1975）。

3.2.2 侧向运移

流体沿着渗透的连续分布的岩层顶部，即与不渗透盖层的接触面进行侧向运移，这个面越平整和越开启，流体的流动就越容易。侧向运移对来自埋深较大的相邻向斜生油母岩中的烃类向较高地带的顶部或翼部富集和聚集可能起到重要的作用。这种运移似乎有可能进行很长的距离，在有利的情况下，可达几十公里，如地台盆地和稳定边缘盆地。

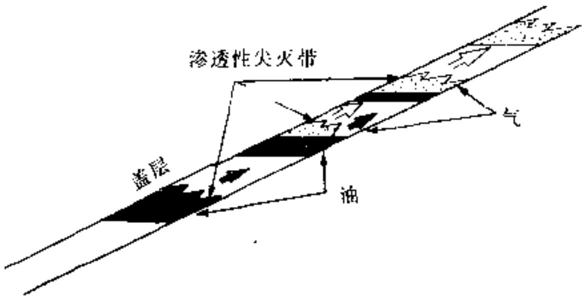


图 52 在渗透尖灭带所分割的单斜剖面上地层差异圈闭示意图（据 SCHOWALTER，1979）

当储集岩分布不连续和渗透受阻时，就会出现"穿盖层"的运移形式，这样，最轻的烃类占据了高的层位，犹如流体作垂向运移的样子（图 52）。

侧向运移较易进行的、分布连续的储集岩，常常是油气大量散逸和地表渗漏的原因，表现为有些含水层成为大量浸染沥青的砂岩，例如 Athabasca，Orénoque 和苏联 Melekess 等地的沥青砂岩（DEMAISON，1977）。相反，许多事实证明，不连续的砂岩层却比连续的"席状砂岩"成为产层的可能性更大；经历过活跃的水动力作用的"席状砂岩"，只是当它被褶皱或被相当封闭的断层很好地限制以后才能成为产层。海侵层系的表面若是碎屑岩层，同样也是水循环的优选方向。加蓬的 Gamba 砂岩就是很好的例子。尽管如此，如果烃类的补给是充分的话，这些大的运移通道对形成烃类的大富集还是可能起着主要的作用。阿拉伯、撒哈拉东北、落基山等地的油田等就是如此。有些作者认为，在这种情况下，可能发生长距离侧向运移，象西加拿大、中东、中大陆、丹佛盆地的东翼等，有可能达到百公里（CLAYTON 等，1980；PRICE，1980）。

侧向运移在一连串的背斜褶皱或礁体中，例如密执安盆地（图 53、146、147）（GILL，1979），会形成差异聚集。美国的 GUSSOW（1954）和苏联的 MAXIMOV 几乎同时都对此做了阐述。

众所周知，该图表明来自深部生油母岩的补给作用是沿着储集层进行的。越靠近源岩的圈闭背斜，也就是处于最低部位的背斜，首先被充满。在背斜闭合体积的上部充满了气，然

后当气体越来越多时，开始向外排挤油。当油达到闭合边界（溢出点）时，油就顺着储集层向邻近较高的构造运移。如此类推，最后，烃类呈如下的分布（图 54）：深度最大的褶皱和盆地中央含气；位于其上部的构造和盆地边缘含油。

要实现这种设想的分布，应该假设：储集岩和盖层是完全连续分布的；褶皱构造是连串的；不存在断层或不存在油源穿过盖层的散逸作用；烃类的流动是畅通无阻的。

烃类的流动可由新生成的油和气补给，沉降带的情况尤其是这样。但是，地层的变形也可以引起烃类重新运移。地层倾斜可能减小地层几何形态的闭合度，从而使流体发生新的运动（图 54）。抬升作用可因发生剥蚀作用而降低地层的压力，使"气顶"体积增加，在这里因无烃类补充，可能要散失部分的油（据 HOBSON 和 TIRATSOO，1975）。

3.2.3 垂向运移

垂向运移作用的实质是以某种方式使烃类能直接或间接浸透生油岩上下的储集岩或是穿透盖层和其它上覆的不渗透岩层；这有点类似于初次运移的过程。垂向运移只有当烃类的孔隙压力大得足以克服地质的围限压力时才能发生，特别是在构造力作用下，使流体压力增加或者使围限压力降低，烃类利用背斜的拱形进行垂向运移是可能的。

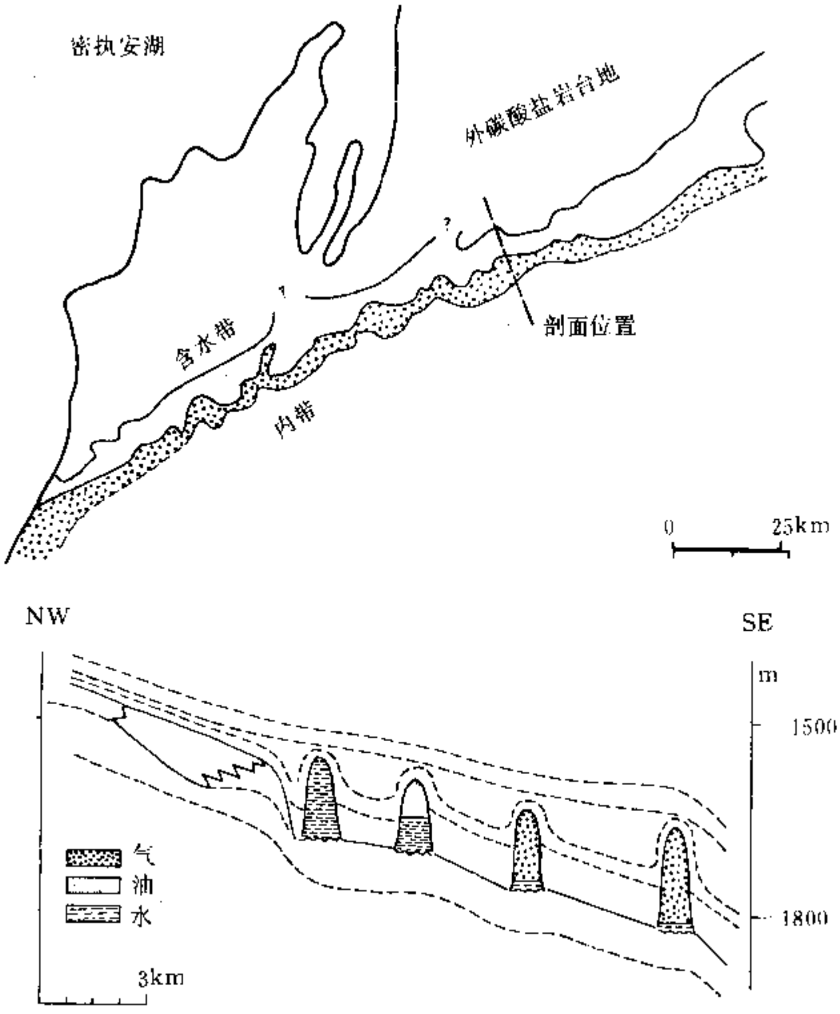


图 53　密执安州西北部志留系礁带剖面图（据 GILL，1979）

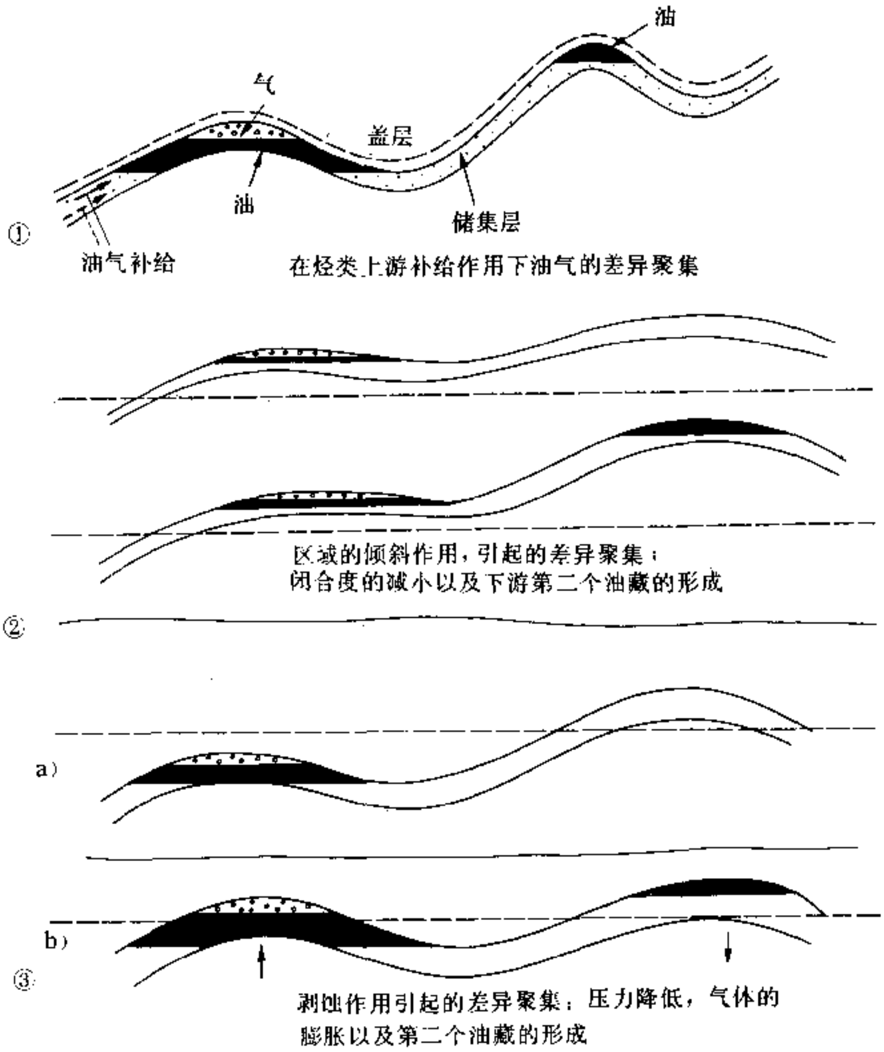


图 54　各种不同的差异聚集示意图（据 GUSSOU，1954；HOBSON 和 TIRTSOO，1975）

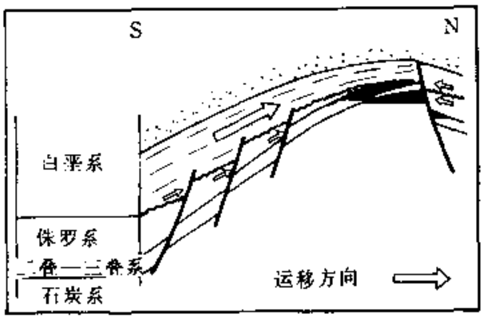


图 55　自白垩纪以来，为阿拉斯加普拉德霍湾油田提供补给的运移示意图（据 JONES 和 SPEERS，1976）

向下运移

CHAPMAN（1972）认为，一般来讲，海侵层系的烃类常常趋向于作短距离的向下运移去充填地层的圈闭，如在缺乏大穹隆的稳定地盾区，这种情况多见于礁的圈闭。除加拿大、墨西哥和利比亚外，他还举出这方面的其它例子。

普拉德霍湾油田：通过地球化学对比，可以认为普拉德霍构造的石炭系和二叠—三叠系储集层的原油主要来自下白垩统泥岩，后者超覆由石炭纪到早白垩世不同时代的地层侵蚀面上（图 55、56 和 110）。

含油的储集岩直接或者通过断层与生油岩连通。处于区域上较高部位、深度为2800m的油田，为其供油的邻近向斜的深度则可能是5000m左右。原油的比重随深度而增加，深度为2650~2700m的原油，比重为25~30°API或0.87~0.90；2750m为15°API或0.96（据JONES和SPEERS，1976；SEIFERT等，1979）。

Rankin西北（澳大利亚）的锡尔特盆地和西得克萨斯等的上白垩统可能有上述类似的情况。

当海侵生油岩同时作为盖层时，也就是说它具有较高的注入压力时，这种向下运移方式可能占优势。另外，油气向低处运移也会因侵蚀面的存在而变得容易，因为侵蚀面孔隙度高。

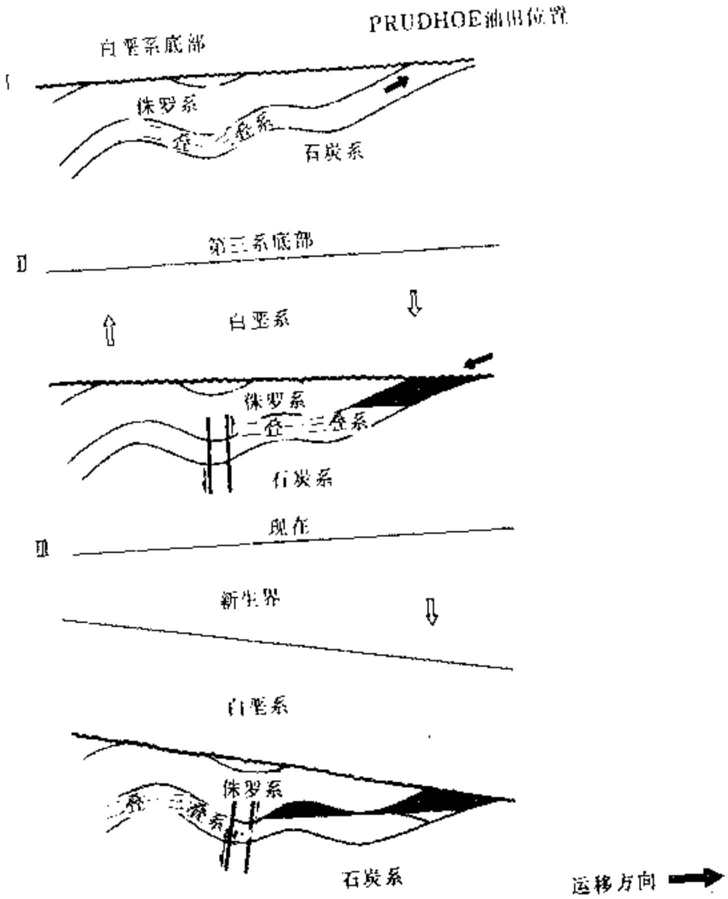


图56　表示运移方向的阿拉斯加普拉德霍湾油田剖面示意图（据JONES和SPEERS，1976）

向上运移

这种运移是顺着断裂和裂缝穿过层状盖层进行的。在这种运移方式中，主要是断层及其伴生的裂缝带起通道的作用。断层的作用常常模糊不清。当其活动或再次活动后，成为渗流的通道，当其被充填时，就成为封闭层。断层常常是造成油气散逸和形成地表油气苗的原因，有时规模相当大。但它也是运移的有效屏障，主要指对油的聚集，对气的聚集起的作用不大（参阅第二篇第4.1.2节）。

垂向运移的典型例子之一是伊拉克和伊朗的“foot hills”油气区，那里的Asmari巨大油田的原油被认为是白垩系生成的（DUNNINGTON，1958；YOUNG等，1977）（参阅第三篇第3.1节）。运移常常见于应力中和点之上的背斜部分，这是该区的特点。

尼日尔三角洲的第三纪盆地是另一个这种形式的运移和圈闭的明显例子（EVAMY等，1978）（参阅第二篇第4.1.2节）。路易斯安那州至少有一部分地区也有类似的情况（YOUNG等，1977）（参阅第三篇第1章）。这些运移可以达到1000到2000m的距离（CLAYTON等，1980）。

在无断层的情况下，盖层的薄弱环节是油气散逸的因素，如果注入压力小于流体作用压力的话，这种情况多见于油气聚集的顶部。正如DU ROUCHET（1977）论述那样：“圈闭的高处很有可能反而成为油气垂向散逸的优先地区。”

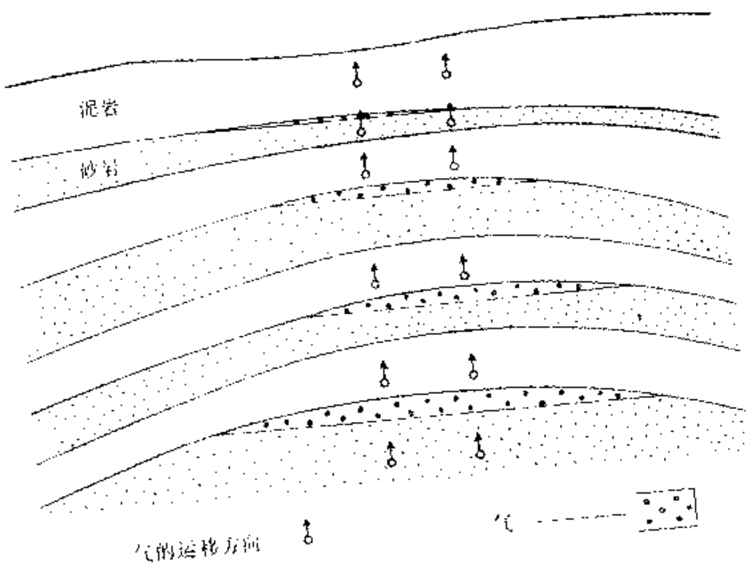


图57 穿过泥岩盖层的垂向运移（据NEGLIA，1979）

烃类越轻，其向上运移越容易，这对气较常见而且特别重要；对烃起屏障作用的注入压力越低，烃类向上运移越容易。

盖层的岩石物理特性在任何情况下对烃类的分布都起着主要的控制作用，这是因为盖层屏障性能取决于岩石的压实程度。实例表明，盖层制止烃类运移的能力随埋深增大而加强；埋藏浅的盖层只能挡住油气柱低的烃类，这种情况可见于波河平原的上新统和更新统，它与较小的构造闭合度有关（NEGLIA，1979）（图57）。

在这种垂向运移的情况下，有可能在地层的上部见到轻质烃类和气，油则在较深的部位，就是说，除了早期气外，还可以找到与传统成岩方式相反的垂向分布的烃类。含油气的地层，如果封盖得好，多分布在最靠近生油母岩的储集层底部；储集层上部因缺乏烃类补给而含水。

侧向运移和垂向运移常结合在一起形成一个组合体系。侧向运移常形成初次聚集。然后破坏背斜油藏盖层封闭性的散逸产生垂向运移和差异捕集，如伊利济盆地（阿尔及利亚）的原油先是侧向运移到泥盆系，然后沿着断层垂直地从上泥盆统运移到石炭系；北海丹麦阶和古新统油田的油也有类似情况，来自侏罗系的生油岩（图183）。例如，在Frigg气田，产气层为始新统，较深的层位不含气而含水。至于相邻的Statfjord、Cormorant、Brent等气田，烃类还是圈闭在白垩纪或侏罗纪的层位里，但储集层的上部却是含水层。

刚果的盐渍盆地是另一个例子。盆地的盖层是不连续分布的，烃类是从未盐渍化的生油母岩穿过下白垩统阿普第阶盐渍盖层的孔洞作垂向运移的；上白垩统泥岩之下的侧向运移是指向盆地边缘的，这里出露大量的沥青砂岩（图58）。

北海南部Rotliegendes的气田（如Leman、Indéfatigable…等）也有类似的成因。

对同一地区（不是同一油田）的不同储集岩，油的成因常常是复杂而不同的。马拉开波盆地的油田是一个明显的例子。经过深入研究表明，白垩系、始新统和中新统的原油，有一部分来自这三个组合，但绝大部分的中新统原油却是通过断层来自始新统的生油母岩，而始新统本身的储集岩，在某些情况下，却可能由白垩系的碳酸盐母岩为其补给烃类（YOUNG等，1977）（参阅第三篇第3章）。

除了通过盖层的断层和裂缝散逸外，气态烃也会通过扩散作用而散失掉一部分。SMITH等（1971）计算过一个有3Gm^{3}储量的中等气田，一年就损失21Mm^{3}的甲烷和0.6Mm^{3}的丙烷，不包括通过可能裂缝的损失量。这样，应该设想，为了保持一个相当规模的气藏，就必须有连续的向上补给作用。

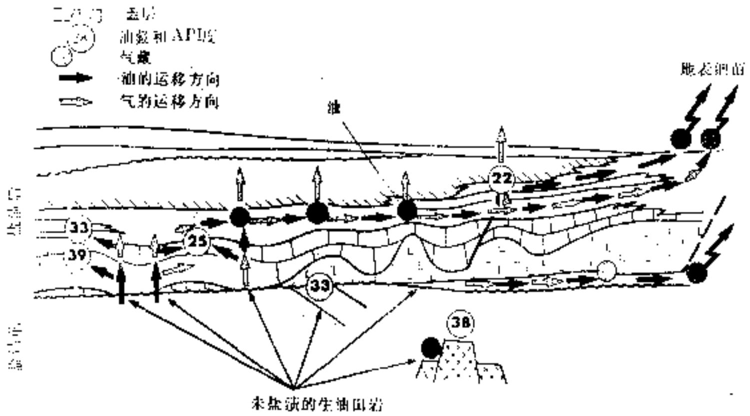


图 58　刚果海岸盆地油气运移的可能途径（在"CHIARELLI 和 DU ROUCHET"文里据 AUGIER，1977）

3.3 烃类的散逸、变质和地表油气苗

烃类散逸到地表就形成一种油和气的露头，换句话说，就是地表油气苗。对烃类散逸的分析可以从两个相关的方面考虑，既从化学方面分析它的变质现象，又从地质肉眼观察对其作解释。

3.3.1 变质作用和降解作用

在氧化环境中的烃类变质是严重的，常常受到破坏。轻的挥发组分，尤其是气，会自行散失到大气中。有的地区已知有天然气喷出，若天然气自然着火，如美索不达米亚的磷火，就很出名。在水环境中观察烃的散逸现象比较容易，有些在高分辨率的地震剖面上可以显示出来（图版 2）。

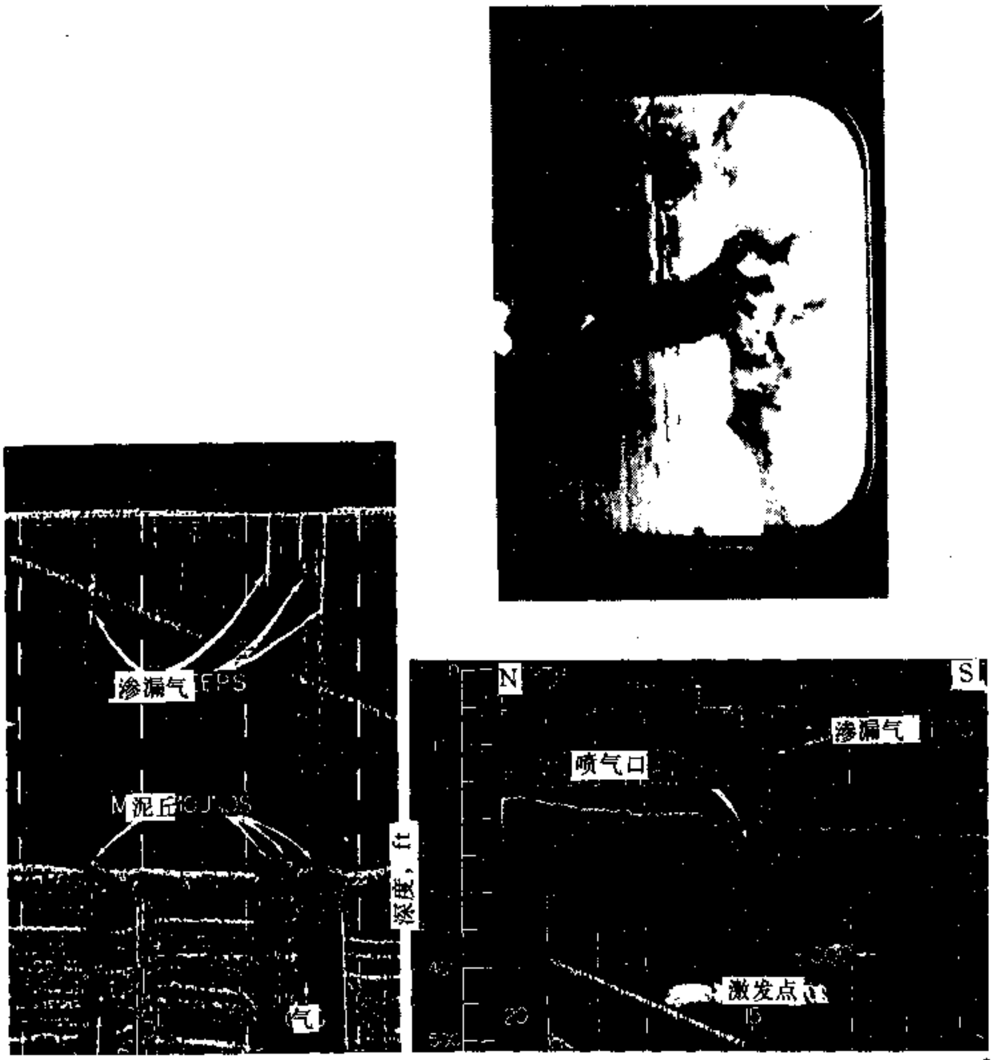
液态烃通过氧化和聚合作用发生变质，生成黑色的重质产物，有胶质的也有固体的，在一定的时间内，它能抵抗大气营力的作用。微生物（如细菌等）引起的破坏作用最大。

实验室分析结果与地面观察或含油地层的研究有部分是吻合的。细菌确实对饱和烃组分造成破坏变质：正烷烃和带异戊间二烯链的非环状烃(姥鲛烷、植烷，C_{18}、C_{16}、C_{15}……）都全部消失；异构烷烃和反异构烷烃等同系物也遭到强烈破坏；有些小分子量的环烷烃可能发生代谢作用。这种变质作用实际上是使甾烷和三萜烷等多环生物标志物富集起来(CONNAN，未发表的报告)。这样的变质作用就证实了在温度小于 66℃时原油具有环烷烃的特征（PHILIPPI，1977）。另外，生物降解作用甚至在随后的深成降解作用的影响下，也会破坏上述产物部分的生油潜力，使其只形成相当于腐殖型干酪根和煤等生油量低的产物(CONNAN 和 VAN DER WEIDE，1978)。

细菌确实有能力使烷烃的主要特征逐渐消失（图 59）。因此，含各种烷烃成分的原油在细菌破坏后会生成主要由异构烷烃和环烷烃组成的混合物。换句话说，这样的原油成因历史是很难确定的，也就是难于区分是因成熟作用还是变质作用造成的。

3.3.2 油气苗的地质意义

地表油气苗的地质意义在解释中起着重要的作用。如在一条可能发现油气聚集的背斜带



2　　3

图版 2　海洋地质调查中见到的原油产出——海底见到的气散逸

1—在刚果 Emeraude 储集岩中拍摄到的正在从开启孔洞中溢出的细缕原油；

2 和 3—在地震剖面上显示海底气的散逸作用

上，沿单斜作侧向运移形成的油气苗，其直接的地质意义比较小，而沿断层或裂缝作垂向运移的则大些（LINK，1952；PERRODON，1966）。

在钻井中发现的活油气显示，即仍在不断地得到补给的油气显示，可以解释为穿透某个聚集的显示或正是运移中的通道处。

除此以外，油气苗（甚至活的油气显示）地质意义的解释基本上停留在设想的水平上，化学勘探的进展也不能使这种不明确的认识有所提高。活油气显示的存在无可否认乃是盆地或一个地区烃类生成的证据，但它却不能证实这究竟是埋在地下的一股强大油气流，或只是油藏衰竭期的涓涓细流…。

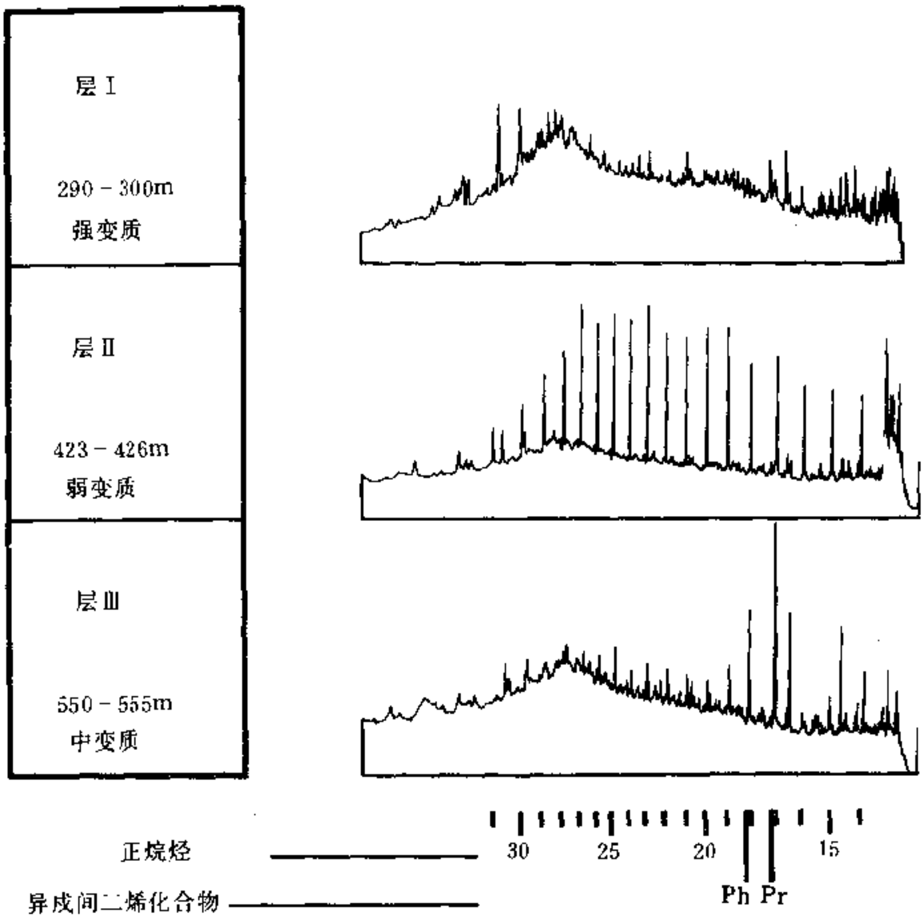


图 59 表示刚果 Emeraude 油田因生物降解作用引起 C_{14}–C_{31} 烷烃消失的饱和烃色谱图（据 CLARET 等，1977）

3.4 圈闭和油藏的概念

二次运移是把烃类运送到压力和温度均较生油岩低的地层里，因此有可能使烃类发生物理和／或化学的变化，其中有些变化可能有利于烃类的富集和圈闭。

例如，含水地层中呈溶液状态的气，在相对低温时表现为甲烷的水合物。

当存在甲烷的水合物（或笼形化合物）时，气在水中的溶解度明显减低。例如，在10℃时，气的溶解度随压力有规律地由零增加到 $2cm^3cm^{-3}$，而压力相应地由 0 增加到 75bar（图 18）。这个阶段相当于形成水合物的压力阶段，气的平衡浓度只降到 $0.4cm^3cm^{-3}$。水合物的减少可能为释放含水层中的水溶气提供重要的机会，这可能是西伯利亚地区干气大量聚集的原因（MAKOGON 等，1971；DU ROUCHET，1978）（参阅第二篇 1.1 节）。

关于圈闭，它的控制因素主要是几何形态和动力。

3.4.1 闭合和圈闭的概念

当某层带迫使烃类向上聚集受阻时，就说该层带是"封闭"的，它本身就构成一个圈闭。这个障碍是由凹面向下的盖层或由注入压力强的地层组成。闭合在一定程度上是局部的，而盖层则是区域的。这样一个圈闭可供油和气在其上部聚集起来并在这种情况下构成一个烃类矿床。烃类聚集的下伏部分是把烃类和水分开的多少有点平的面，称为油水界面。

闭合的概念应从几何形态和动力条件进行考虑。

几何形态方面

从几何形态来看，闭合是由盖层凹面向下的面组成的。通常，在储集层和盖层之间重叠着不同的岩相。

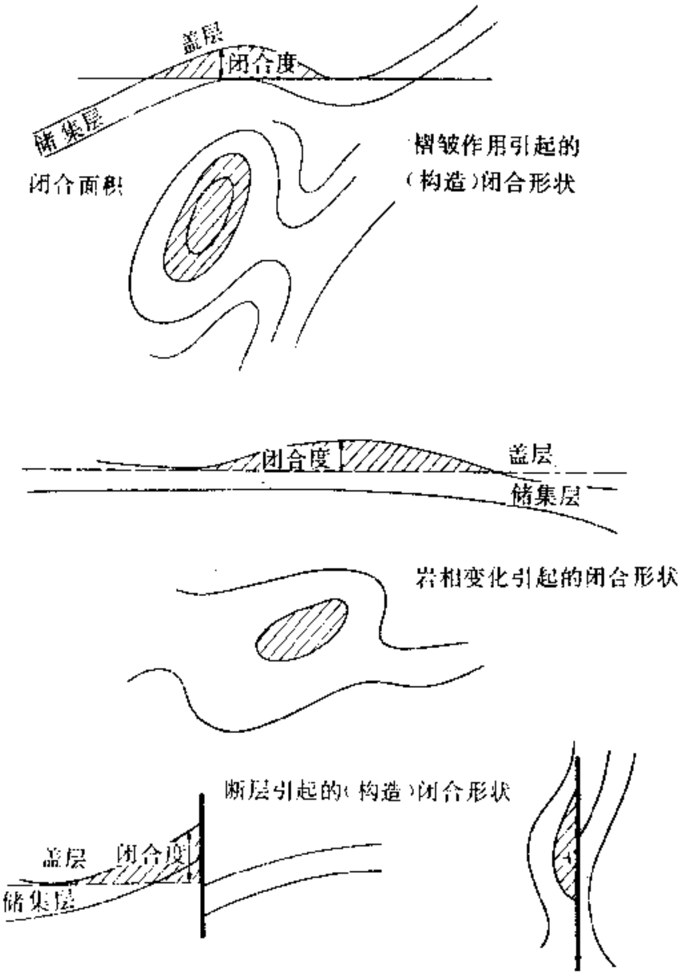


图60 几何闭合度的例子

从地质观点来看，闭合形式最常见的有：呈穹隆或呈背斜状的正常层系的褶皱面（褶皱作用引起的构造圈闭）（图60）；岩相变化的不同期幸面，它与不正常的沉积对应，如礁建造或沙丘（岩性或地层引起的圈闭）等；两者结合的形式，在这种情况下，油藏的实际闭合度可能大于据地震反射测得的闭合度，因后者追踪的多是等时面。

关于断层背斜的情况，断层是否起封闭作用，取决于它的封闭性（图61）。

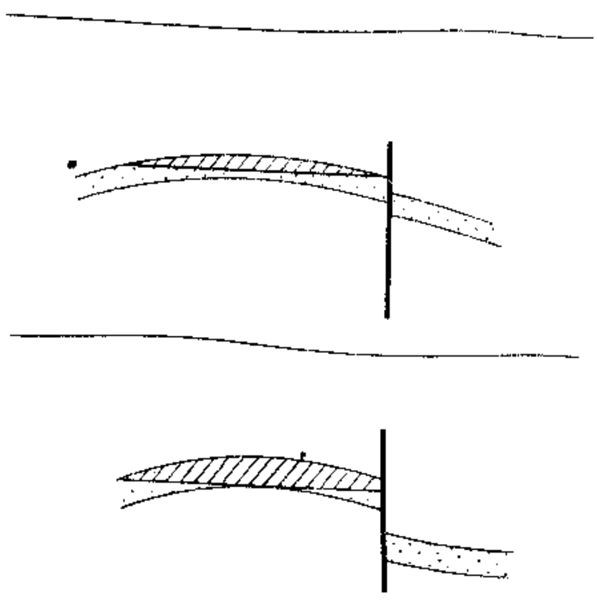


图61 闭合实例

上—断层不封闭的简单背斜；下—断层封闭的简单背斜

对于被断层控制的圈闭，储集层的一部分闭合度取决于与不渗透地层的接触部分。在这种情况下，有些与储集层相邻的小断层往往对闭合体积和流体的分布起明显的控制作用。

得克萨斯 Jourdanton 油田是一个较复杂的例子，产层为阿尔布阶

Edwards 组石灰岩，该层的构造图（图 62）反映了在闭合面积里油气的分布受控于次一级断层（COOK，1979）

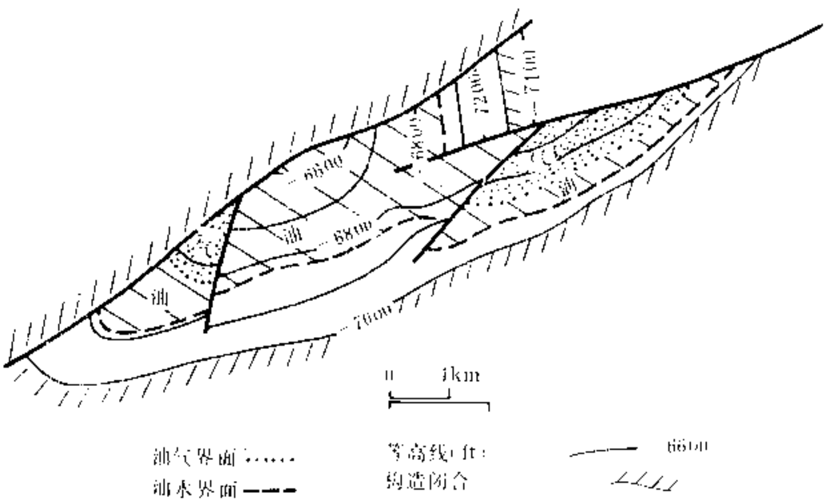


图 62 得克萨斯 Jourdanton 油田构造图断层遮挡圈闭的例子，
图示闭合面积和含油气面积的不同（据 COOK，1979）

动力条件

根据动力学观点，应该把闭合看成是对烃类运移的阻挡，就是说从多孔的渗透性好的岩相过渡到其孔隙压力或注入压力大于流体从外部施加的推力的细粒沉积。同时，这种阻挡能力是相对的，取决于流体的特征，即取决于流体分子和施加压力的大小。

根据这种观点，可以大致分为两类闭合：一种是跟背斜的褶皱地层中垂直流动有关；另一种是跟地层平行的流动有关，这种闭合可跟断层结合起来，因为断层里的流动与地层不平行。

第一种属于背斜圈闭的凹形闭合，根据动力学观点，它与盖层的分布特征一致；它是为数最多和最有效的，之所以这样说，是因为如果第一层的表面张力不高，则另一层很有可能具有足够大的内压。这样，正是具最高表面张力的地层控制了流体的运动规律。

第二种属于非背斜圈闭和地层圈闭。它受断层等其它条件的控制，较易渗透，直接取决于水动力学或地质力学的条件。在这种条件下，对烃类的阻挡作用主要由地层的注入压力或延伸到储集层的裂缝造成。一个碎屑较多的单层或单独一条注入压力低的裂缝也能让油或气通过，就象针孔大的空洞足以使一个气球放气一样。在这些条件下，所有外部的因素，如递减的水动力梯度和起压缩作用的地质动力学围压等，均能起到基本的作用。

这样看来，地层的闭合作用，如同盖层一样，在某些压力和温度下，对一些流体有效，而对另一些流体就无效。其结果就形成烃类有进有出。可以认为，当一个圈闭向上补给烃类的速度与向下倾方向散失烃类的速度相等时，在大多数情况下，它装满了烃。

在这些条件下，盆地的圈闭状况和盆地特征对圈闭的充满和排空起着调节的作用。可以看到，现在生烃的地带主要就是正在沉降的地带，比目前上升的地带更有可能含有被充满的圈闭。

根据上述流体的动力学特点，含水层和水动力机制起了特殊的作用。

闭合和水动力机制

在非褶皱引起的圈闭中，平行于地层和断层面的水动力梯度，与烃类散逸的方向是一致的，这样对闭合的有效性影响极大。如果水动力梯度与石油流动方向相反，则水动力梯度阻碍了运移作用，从而加强闭合；若情况相反，则水动力梯度不是使闭合性能完全丧失，也会减低闭合(图 63)。

值得指出，有些向心水动力盆地（如艾伯塔的 San Juan 盆地）的向斜地区，气特别聚集在低孔渗储集岩里，无须作更多的解释，向心的水动力梯度可能对开启性的楔形体捕集烃类有利(参阅第二篇第 4.3 节)。

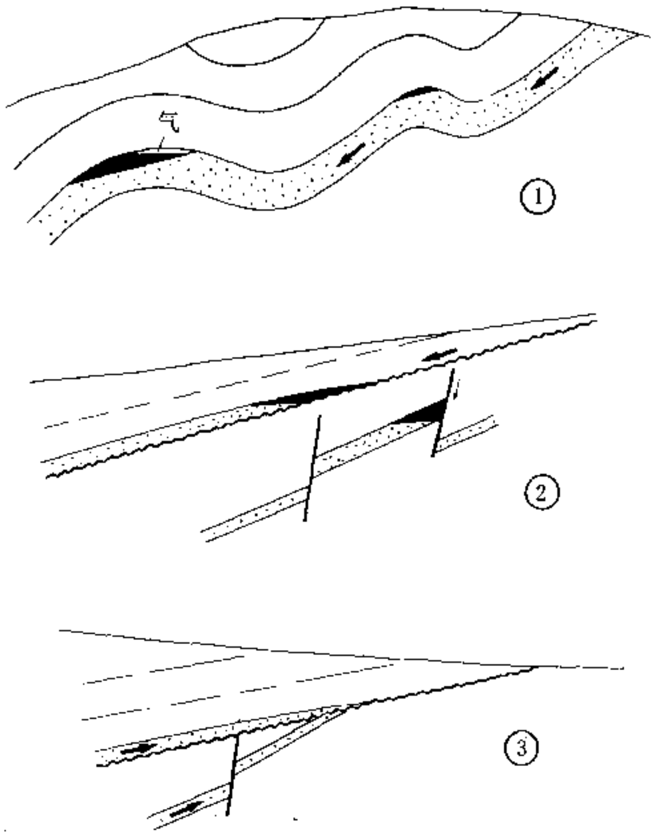


图 63 褶皱区的水动力梯度方向对楔形体和断块的影响

从较小的范围看，堪萨斯州的宾夕法尼亚系砂岩也有不正常的捕集现象，其特点是在地层圈闭里油聚集的下倾方向含气。这种情况可解释为地层圈闭的差异聚集（MANNHARD 和 BUSCH，1974）。

关于褶皱引起的捕集作用（图 64），据 HUBBERT 的原则（1953），平行于地层的水力梯度会使石油的聚集发生侧向偏移，同时使其底面或水界面倾斜：

$$\mathrm{tg}\theta=\frac{\mathrm{d}h}{\mathrm{d}x}\frac{\mathrm{d}w}{\mathrm{d}w-\mathrm{d}h}$$

式中 θ——油-水界面与水平面的夹角；

$\mathrm{d}h/\mathrm{d}x$——岩层的水力坡度；

$\mathrm{d}w$——水的密度；

$\mathrm{d}h$——烃类的密度。

这个公式首先说明水面的倾斜作用，当水动力梯度越大，倾斜越大。可以认为，在许多情况下，水力梯度可以把油"泡"驱赶到圈闭以外。出现这种情况时，可以说油藏被"冲刷"。事实上，倾斜聚集或背斜翼部的聚集可以看成是过渡性的溶液平衡，即静水压力体制与油被冲刷之间的一种平衡，

HUBBERT 原则还说明水和油的密度越接近并趋向 1 时，倾斜就越明显。这样意味着，在极端条件下，当油和水的密度趋向相等时，阿基米德的浮力不再起作用，两种流体就不会发生分离。

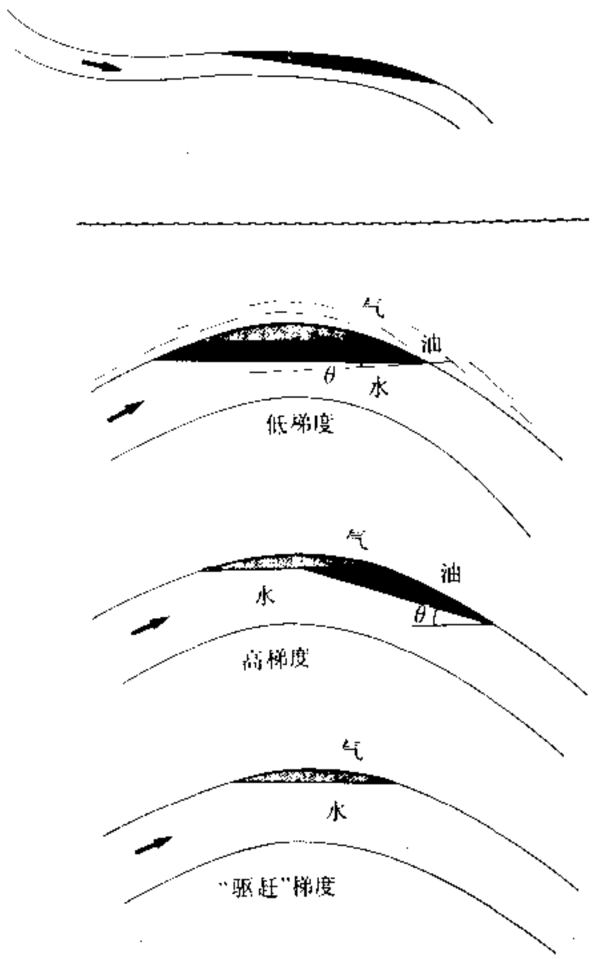


图 64　水动力在背斜和斜坡上的捕集作用

运用这个公式时，假设岩石介质的渗透性是均匀的（孔隙性的变化也能引起静水体制发生倾斜）以及原油保持液态。

实际的闭合度概念

理论的闭合度跟实际的闭合度（含油高度）是有区别的（图 65）。

理论闭合度是由地震和／或钻井提供有关地质（通常是构造）的数据并可以测量的闭合度。理论闭合度可用于对某个圈闭可能发现的储量进行初步估算。

实际闭合度是圈闭的闭合体积内实际含油的高度；它属于油藏的概念范围。含油高度可以跟几何闭合度不同；被一些隔层分开、各有自己油水界面的多含油层的累积含油高度可能大于构造闭合度。如果油水界面是统一的，则实际闭合度小于或至多等于构造闭合度。

最常见的是，只有一个含油层时，含油或气的高度就等于或小于构造闭合度。

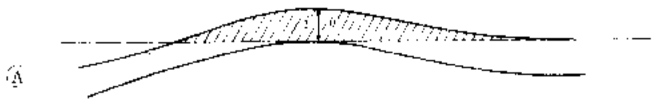
在实际中，构造闭合度的定义常常不易确认。首先是油藏的实际盖层很难具体确认。尽管非储集层不都是盖层，但仍有一些岩层束缚着烃类，既不阻滞它也不让它流动，这就是所谓的假盖层（图 66）。

对于由断层圈闭烃类的情况，其闭合度概念更为不确切，一方面是因为断层不易追踪，另一方面也是主要的，是因为断层的封闭性随油藏尤其地层的压力条件而变化很大。通常对由断层圈闭的背斜，是把真闭合度的界限定在断层特别是新断层处（图 61）。

充满系数

含油高度和构造闭合度的比值定义为充满系数。如果两项相等，系数等于 1，一般该系数小于 1。个别情况，如把构造数据加到地层里去，该系数就会大于 1。

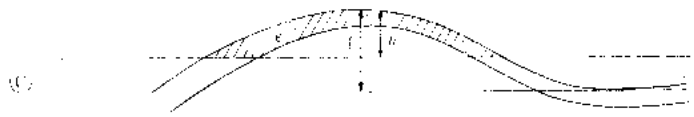
一般在富含油区，该系数高；在贫含油区，该系数低。它取决于烃类的流量，烃类有时是朝上倾方向的圈闭提供补给的，因此有可能穿过盖层散逸。补给量可用相邻的生油岩的体积和丰度或用圈闭的排流半径来确定。有一个很好的例子，在艾伯塔西北部 Rainbow–Zama 地区用礁的圈闭体积和进入圈闭的流量的比值来确定充满系数。礁的圈闭体积随礁建造类型而不同，而补给圈闭的烃类体积相对来说是不变的。其结果将是含油高度会变，因而充满系数也就不同（图 67）。



含油高度h与构造闭合度"f"相吻合充填系统等于 1



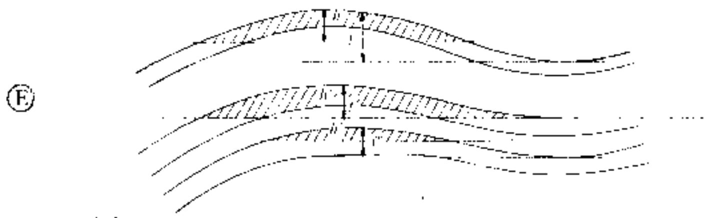
含油高度h小于构造闭合度"f"充填系数小于1



含油高度h小于构造闭合度"f"储层的厚度小于含油高度



具有统一水界面的多层油藏，含油高度等于构造闭合度



具有不同水界面的多层油藏，累积含油高度($h = h' + h''$)
大于其中最大的构造闭合度(f)

图 65　不同类型的闭合度

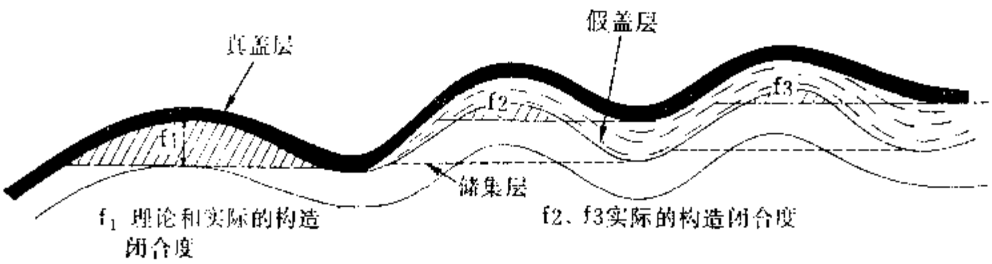


图 66　在真盖层和假盖层情况下的实际构造闭合度

轻烃和气比较容易穿越盖层而散失掉，余下的烃类会逐渐越来越重。

充满系数需进行温度和压力的校正。温度和压力的变化常常与影响流体的沉降运动有

关。因此，沉降运动会使溶解气的体积增加，而上升运动则可能造成并发展"气顶"，从而使油藏的体积和充满系数增大（图 68）。

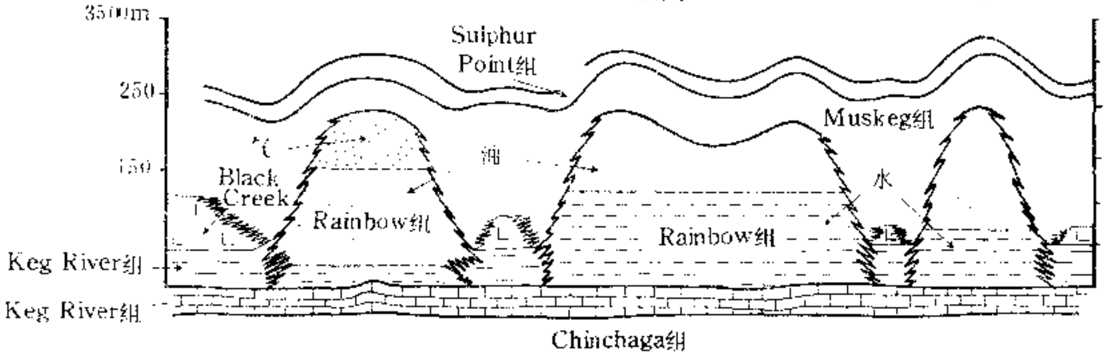


图 67　艾伯塔 Rainbow 组 A、B、C 油藏的剖面示意图

图示气—油界面和油—水界面分布的差异性（据 LANGTON 和 CHIN，1968）

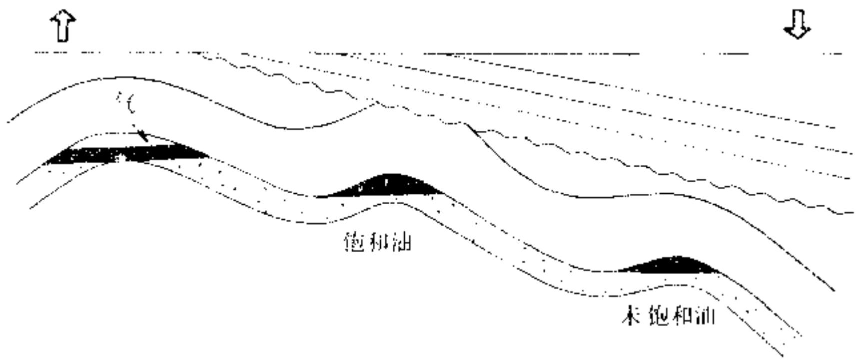


图 68　同一层油气处于不同的压力和深度下的分布状况（据莱复生，1954）

3.4.2 油藏和储量的概念

油藏的概念是从圈闭和闭合体积的概念引伸出来的。油藏实际上是一个其闭合体积被烃类部分或全部占据的圈闭。

圈闭起来的油和/或气的体积构成油藏的原地储量。第一种方法是根据烃类占据圈闭内的空间体积计算储量的。

设 V 为含油岩的体积，Φ 为储集岩的孔隙度，S_w 为含不可压缩水的饱和度，则给定的储量（R）公式为：

$$R_{原地} = V \times \Phi \ (1-S_w)$$

在搞清含油体积前，可用上式估算圈闭的容积（就是它能够容纳的储量）；根据含油情况，可假设若干个充满系数。为了对勘探做出经济上的评价，这样一步是必要的。

通过钻井了解到的储量称为证实的原地储量，也称作"聚集"。

开发一个油藏只能采出部分的原地储量。根据储集层（孔隙度、渗透率、压力）和流体（烃类的流动性、水层机制）的特征，油的采收率可由百分之几到最好的 50%以上（世界平均采收率为 25%）。气的采收率约 80%。

回采量或开采量称可采储量；它是根据原地储量由下式计算出来的：

$$R_{可采} = R_{原地} \times FR \times 1 / FV$$

FR 为回采系数，*FV* 为体积系数（与 GOR——气油比——的含义相同）（参阅第二篇第 1 章）。

一个油田相当于一个油藏或同一个地质单元的一组油藏（例如一个背斜的不同层、盆地翼部的各个楔形体等）。

结　论

常常呈液态的烃类，主要是在阿基米德浮力的作用下借助可渗透的含水层进行运移。这样的二次运移，可能主要呈细油流状，也就是呈各种相顺着储集层或裂缝平行或不平行于地层进行。当油或气在迁移中不遇阻，它就散失到地表形成油气苗；当油气遇阻时，它就在地下深部聚集成油气藏。

4 圈闭和油藏的基本类型

“对自然科学家来说，重要的是被观察事物的真实性；对事实的解释如何，认识如何并不重要，首先是事实，事实占第一位”。

MARCEL ROUBAULT，1972

在前面几章讨论的基础上，现在可以研究一下各种类型的圈闭和油藏，先从简单的、与初次运移直接有关的原始圈闭开始，然后深入讨论二次运移补给油气的圈闭。在这方面，可以分为：①岩性圈闭，本身既是储集岩同时也是圈闭，称为储集岩圈闭，如礁和沙丘；②地层圈闭，主要决定于沉积作用或古地理特征，如地层楔形体和不整合等；③构造圈闭，与岩层的变形有关，有同沉积期的和沉积期后的，表现为一些褶皱和断块。

然而，在本章里，把经过确认的较为典型的圈闭和油藏分为两个主要类型：构造的和地层的，其它非典型的，显然不属于上述的两大类，但它们却常是根据非常规方法确认的、意义重大的烃类来源。

实际上，当起作用的主要因素不明显时，这些构造的、地层的或其它各种标志可能是紧密结合在一起了，否则便是叠合而成复合圈闭，可称为混合圈闭。

本章主要有若干篇论述知名油藏的专题论文，在一定程度上可把这些油藏看成例子。另外，对这些油藏的描述强调了油藏分类的局限性和困难程度。其中有些方面在一些章节中明显地重复出现，但是，这不正是对真实的东西多强调几句吗？

根据各种统计资料，可以看出油藏的分布结构。

油藏的百分比例随其类别而各有不同，构造圈闭，尤其背斜圈闭占很大的比例。

通过对北美 45 个巨大油田（油或气储量在 70Mt 以上）和美国 306 个大油田（油或气储量在 14Mt 以上）分别做的统计结果表明，各类油藏所占的百分数如下（HALBOUTY，1976）：

油藏类型	北美巨大油田	美国大油田
构造型	49%	78%
地层型	31%	11%
混合型或组合型	20%	11%

上述两组油田的统计有差别是因为加拿大礁块油田占了很大的比重。

如果对世界 266 个巨大油田进行统计的话，构造圈闭类型油田有很明显的优势，总计占 89%，大大超过小于 10%的地层圈闭油田；在中东地区，因我们实际上只统计背斜圈闭油田，第一类油田的百分比就提高了。

4.1 构 造 油 藏

这类油藏的闭合度主要由决定两种圈闭的构造标志（褶皱或断层）确定：褶皱形成的闭

合度由储-盖层界面的凹面来确定；断层形成的闭合度直接或间接由断层构成的渗透障碍来确定；习惯上把与岩盐和泥岩的膨胀鼓起有关的带有褶皱作用的圈闭定为第三类，其闭合度不同于断层和刺穿穹隆的闭合度。

4.1.1 褶皱圈闭或穹隆和背斜型油藏

这类圈闭为数最多，也最重要；它们构成巨大油田的大多数。地面地质和地震方法均较容易发现它们。这使于用永恒的背斜法则用公式描述，如果说不是永恒的法则，起码也是勘探中一条基本原则。

背斜圈闭的形式变化较大，从最简单的拱形到较复杂的常有岩盐和泥岩充填断层的形式。这些穹隆和背斜圈闭的形成原因是极其不同的，从简单的稳固地垒到最复杂的剪切构造变形。有些沉积的、地层的，尤其不整合现象，常与褶皱引起的变形有关，其中滑脱作用常起重要的作用，这些现象还可能使这些构造圈闭复杂化。

在下边，我们将对一些油田中的背斜由简单到复杂进行描述：宽阔穹隆，箱状背斜，不协调背斜，不整合背斜，断层背斜和上冲断层背斜。

4.1.1.1 宽阔穹隆

最简单的穹隆和背斜的数量也是最大的，它是大曲率半径的拱形。因此，沉积层系中各层的厚度变化会引起地下深处有关层位发生错动。检测这些圈闭时有时需要详细的地震工作和对产层的了解。

在这类圈闭中，可举出一些油藏为例子：北海不列颠区的 Forties 油藏；挪威区的 Ekofisk 油藏，很可能跟深部盐隆和岩层倾角陡有关（图 186）；苏联乌拉尔-伏尔加 Arlan 的 Touimazy 附近的一些大油田（图 177）和 Romachkino 油藏（图 176）；苏联西西伯利亚的 Samotlor、Urengoi…等巨大油田；阿拉伯地台的 Ghawar、Burgan（图 170）和其它的巨大油田。

有些背斜区分布于区域上受剪切作用影响的隆起区，其盖层在构造上和地层上均有一定的复杂性，即使岩层倾角通常很小，约 1° 左右，但其下伏地层倾角就不一定小。有很多巨大油田就是这种情况，其中较大的有：Ghawar 巨大油田（闭合面积 $2300km^2$）；Samotlor 巨大油田（闭合面积 $2000km^2$）；Romachkino 巨大油田（闭合面积 $3000km^2$）；Hassi Messaoud 巨大油田（闭合面积 $1300km^2$）；Hassi R′mel 巨大油田（闭合面积 $2600km^2$）。

苏联最大的 Samotlor 油田分布在西西伯利亚二级宽阔盆地的中部里。它位于一个结晶基底埋深为 3000m 的穹隆上。圈闭是弧形半径较大的背斜（图 69）。

它的储集层为白垩系砂岩；7 个产层分布在 600m 厚的地层内，深度在 1500～2100m；属于浅海台地相沉积。储集层的渗透率为 $500\times10^{-3}\mu m^2$，油柱高度 50m，盖层为 40m 厚的泥岩。主要油藏的产层面积 $334km^2$，2000m 深的地层压力为 245bar；温度为 88℃。

每口井的平均产量为 114t／d，有些达到 1000t／d。1978 年的产量高达 130Mt。

储量估算为 2.5Gt。累积产量超过 1Gt（MEYERHOFF，1982）。

西欧最大的 Groningue 气田发现于 1959 年（图 70）。圈闭是一个面积 $775km^2$ 的区域高点，地层向北倾伏，为无数的断层和石炭纪—晚石炭世和晚二叠世的水平滑脱层所切割。第一个高点的底部可能于石炭纪末期出现雏形，侏罗纪末期趋向明显。

地层剖面上有三个大的不整合面。储集层是石炭系侵蚀面上海侵沉积的赤底统沙丘型和河流型的砂质地层。其厚度在南边为 30m，北边为 75m，孔隙度 15～20%，渗透率 0.1～1 μm^2。上覆盖层为上二叠统的泥岩和厚蒸发岩层系，厚度 600～1500m。

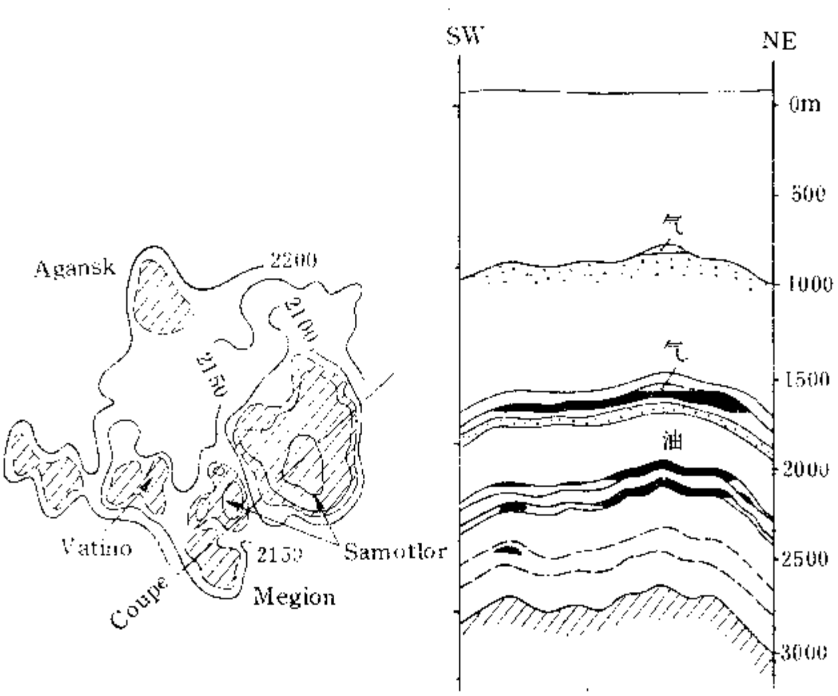


图 69　西西伯利亚 Samotlor 区一些油田的平面图和剖面图（据 ROUNIN 等，1975）

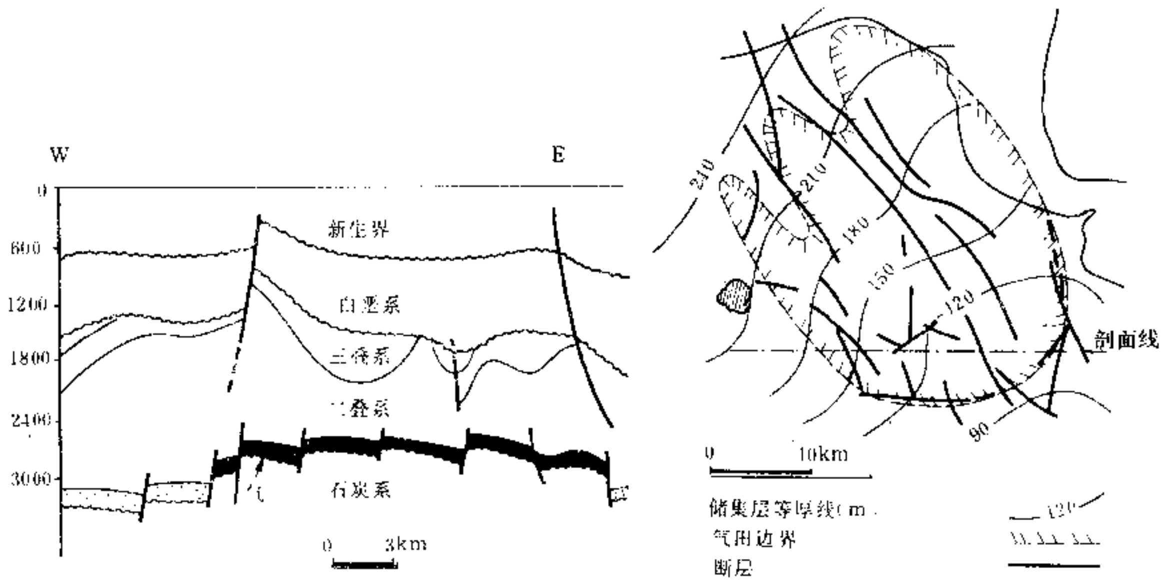


图 70　荷兰 Groningue 气田的平面图和剖面图（据 STAUBLE 和 MILIOS，1970）

下白垩统超覆在三叠系之上，说明在一次大的侵蚀间断之后海水重返，整个白垩系的厚度为 400～1000m。第三系和第四系是在一次伴随有抬升和剥蚀作用的新的滑脱作用之后沉积的，其厚度达到 400～1000m。

生气母岩可能是上石炭统的含煤层系，甚至是蔡希施坦统含沥青的 Kupferschiefer。气可能大部分来自东边的向斜区，这里比气田所在相应层位的深度和成熟度均较大

(BARTENSTEIN 等，1974；STAHL，1977)。

气体的成分为：甲烷 81%，乙烷和烷烃 4%，氮 14%，二氧化碳 1%。

气藏的原始压力为 355bar，深度 3000m，温度 107℃。原始储量估计为 1830Gm³，其中于 1976 年底已采出的气量为 438Gm³（据 BUNGENER，1969；STAUBLE 和 MILIUS，1970)。

这个气田的重要性和含气规模居世界气田的第三位，不但圈闭的闭合体积大，而且充满系数也高，同时说明烃类的补给量很大，封闭也有效。这个聚集（图 70）只要跟海岸上几个小气藏（图 71）作剖面对比就可看出它们之间的差别了。

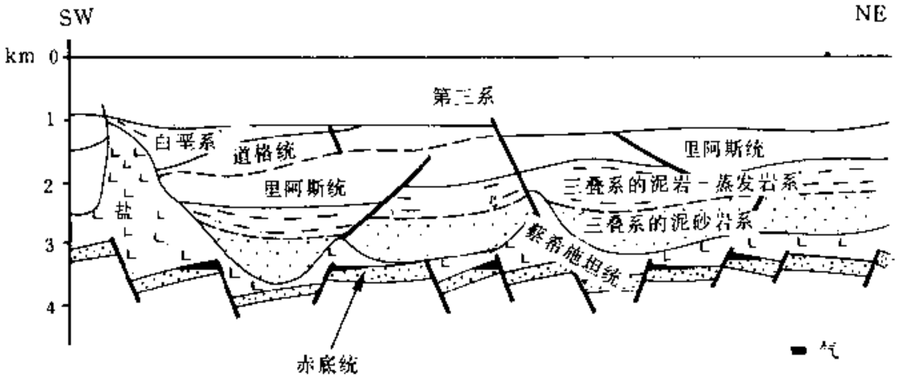


图 71　荷兰大陆架赤底统气藏分布

只有断块的上部含气（据 SNEA（P）资料）

得克萨斯州 Conroe 油田，原始储量为 100Mt 原油，是另一个被横向断层切割略呈椭圆形的穹隆油田的例子，它可能与深部盐隆有关。

Grodin（加蓬）也属这一类油田，其于 1971 年发现，离岸 40km（图 72）。它是断层背斜圈闭，中间被一个小地堑割开；深部盐隆可能是构造成因。该油田的储集层是坎佩尼－下麦斯特里希特阶（Batanga 组）的砂岩，有效厚度 25～80m，平均孔隙度 25%，渗透率达几百千分达西，属于海相碎屑锥沉积。每口井产油量 700t／d。盖层是上麦斯特里希特阶—下第三系的泥岩。生油岩可能是土伦阶富含有机质的泥岩。原始储量估计为 28Mt，原油比重 0.88（28°API）（据 VIDAL，1981 和 SNEA（P）未发表资料）。

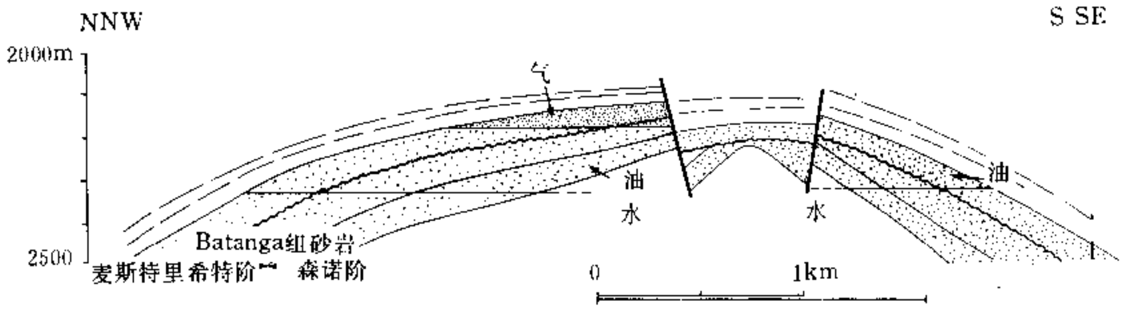


图 72　加蓬 Grondin 油田示意图（据 VIDAL，1979）

4.1.1.2 箱状背斜

岩层倾角陡的背斜也可以构成很重要的圈闭。这方面著名的例子有伊拉克和伊朗的"foot-hills"，美国加利福尼亚州的落基山。

在这类圈闭中，构造作用的年代起重要作用。晚期统一的褶皱作用影响了坚硬的沉积层系，形成一些简单的褶皱，地形上常常表现得很典型。

以伊朗 Zagros 山前带东南部的背斜为例。那里沉积岩埋藏深度超过 7000m，地层从二叠系到上新统连续沉积,岩层坚硬:岩性和力学性质表现为长约 12～20km 的褶皱，幅度 2～3km（KENT 和 WARMAN，1972）。

这些从中新世到现在的年青褶皱，表现为地下构造和地形相当一致，几乎未发生过剥蚀作用。因而产生了宽阔而高的简单拱形背斜，它们被一些狭窄和较为复杂的向斜隔开。在一些较为平稳的向斜之间有些狭长的断层背斜反而受到较大的剥蚀作用（图 73）(COLMAN-SADD，1978)。

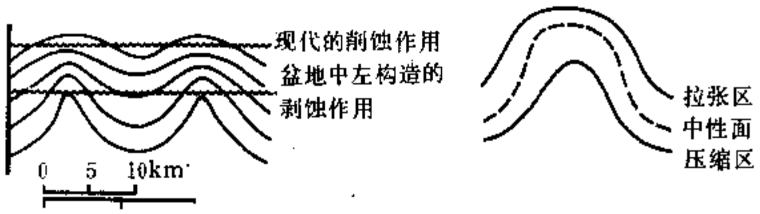


图 73 伊朗 Zagros 山前带坚硬的褶皱层系

左图—剥蚀程度不同的背斜和向斜；右图—拉张区和压缩区的分布状况

（据 COLMAN 和 SADD，1978）

Kangan 及其相邻的气藏（Nar，Agar…）是这类中非常突出的例子（图 74)。

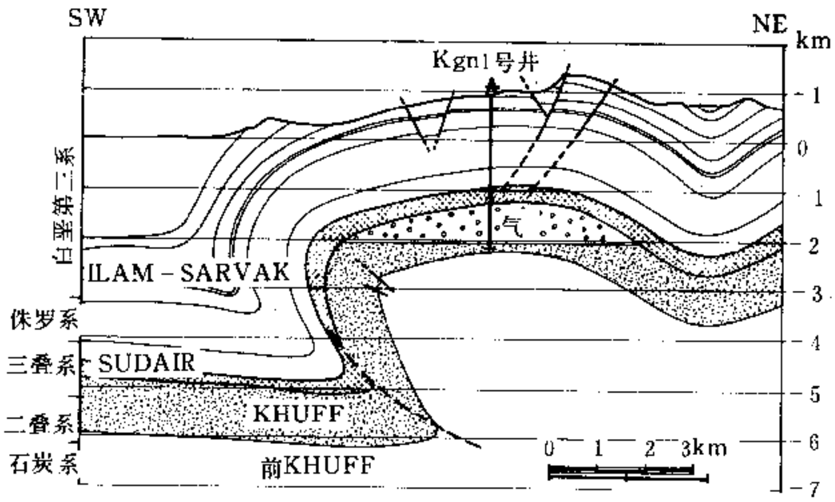


图 74 伊朗 Kangan 气藏横剖面图（据 REYRE，1975）

这些气藏由宽阔背斜组成，Asmari 石灰岩在地表呈宽 8～12km、高度 1.5～3km 的长条拱形（图版 3）。拉张作用破坏了背斜，在一些背斜的轴部形成了地堑。横向断层使这些褶皱身首异处，影响到气藏的闭合度。气层为二叠系（Khuff 组）石灰岩，具有高内压的硬石膏蒸发岩层系（Sudair 组）构成有效的封闭（REYRE，1975）。储量估计有 600Gm³。

图板3
背斜 的作用和结构－变形的踪迹



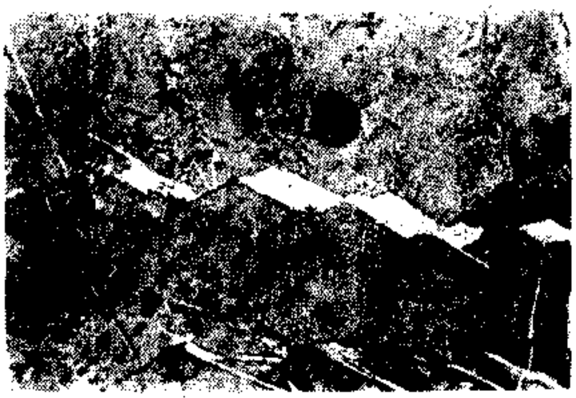
1.伊朗Zagros山前带Asmari石灰岩组成的 Al＋har箱状背斜



2.伊朗Zagros山前带 Daryan石灰岩中的准垂向擦痕



3.伊朗Zagros山前带 Asmari石灰岩组成的Surmeh背斜



4.法国Basque海岸复理石层中的张性节理

图版 3　背斜的作用和结构——变形的踪迹

1—伊朗 Zagros 山前带 Asmari 石灰岩组成的 Althar 箱状背斜；2—伊朗 Zagros 山前带 Daryan 石灰岩中的准垂向擦痕；3—伊朗 Zagros 山前带 Asmari 石灰岩组成的 Surmeh 背斜；4—法国 Basque 海岸复理石层中的张性节理

4.1.1.3 不协调背斜

含盐层系发生褶皱会引起其上下邻层产生很大的不一致性，在下伏邻层中常常出现被蒸发岩覆盖的产层。

例如，伊拉克和伊朗山前带的 Fars 含盐层系，由于力学性质的不连续性，使地表岩层和深部产层层系之间有很大的不一致性，形成该区不对称的构造特征。这种构造的复杂性、

除了使地质学家完成任务变得更为困难外，丝毫也不影响该区油田的丰度。在这些构造上，中性面把拉张区和压缩区隔开，它位于较深的层位，靠近侏罗纪地层。张力作用使储集层性质得到改善，有利于烃类的运移，这种运移直到遇到蒸发岩和泥岩的良好封闭时才告终止。

众所周知，中东地区含有若干世界级油田，其中最大和产量最高的有：Kirkouk 油田，2100Mt；Gash Saran 油田，2200Mt（图 75）；Marum 油田，2200Mt；Aga Jari 油田，1900Mt；Ahwaz 油田，2400Mt；Pazanun 油田，500Mt，并有 1400Gm^3 气。

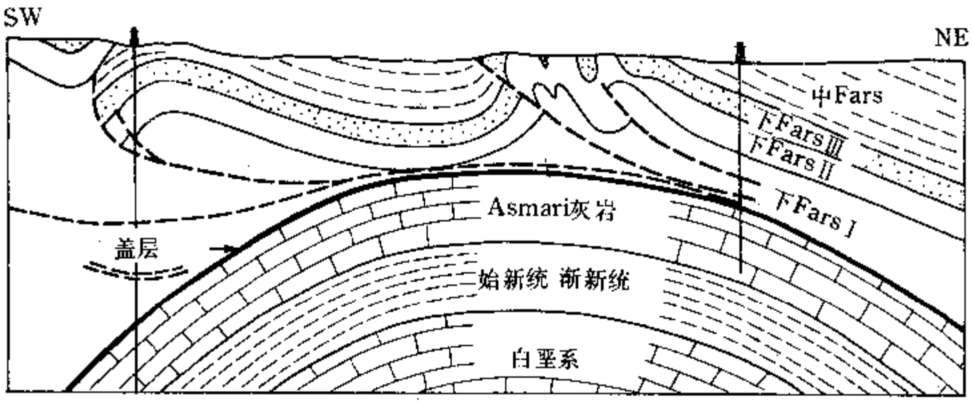


图 75 伊朗 Gach Saran 油田横剖面图（据不列颠石油公司，1956）

这种不一致性可以达到出现完全相反的构造，即背斜在深部，上部为向斜区，如北海中部英国—荷兰盆地二叠系的 West Sole 和 Indéfatigable 油藏(图 76)(参阅第三篇第 3 章)。

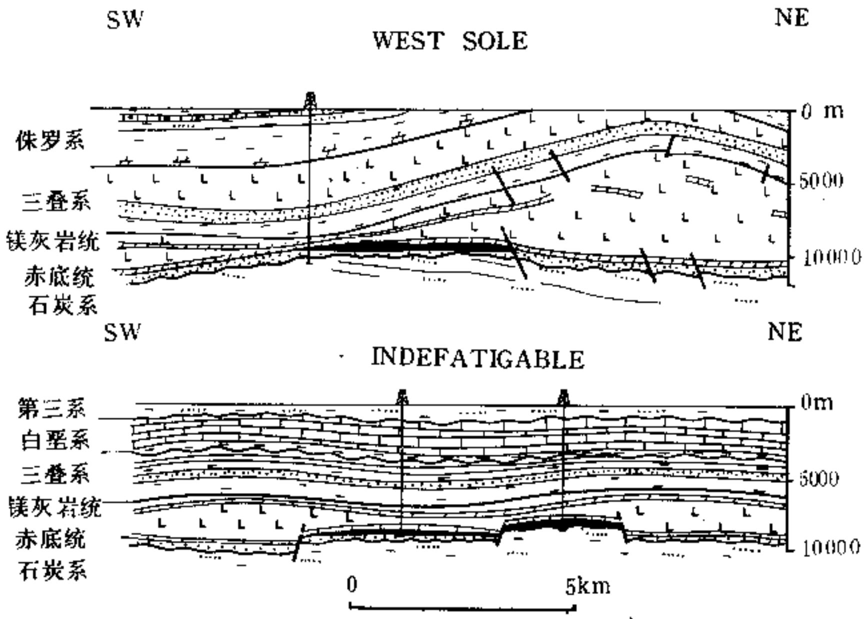


图 76 北海不列颠区的 West Sole 和 Indéfatigable 油田剖面图（据 KENT 和 WALMSLEY，1970）

4.1.1.4 不整合背斜

不整合记录了水的来龙去脉，换句话说，记录了不稳定区的脉搏跳动。在沉积过程中，有许多早期抬升较高的地区，尤其那些拱形半径大的穹隆，其性质属局部不整合。

有些层系因其岩性的差异正好构成储集层和盖层，又因其厚度适宜构成有效的封闭，在这样的层系分布范围内，当其边界分布不整合的背斜带或以古隆起上沉积变薄为标志的背斜带时，这些背斜带一般都是有利的地带和圈闭。有些深度过大的秃顶背斜引起的地层缺失反而不利。然而，在这种情况下，烃类通过尖灭带富集，可能会分布在它的翼部，如 Sweet Grass（蒙大拿州）构造鞍部边缘的 Cut Bank 油田（图 106）。

中大陆地质区的俄克拉何马城油田是背斜型圈闭（图 77 和 190）。该油田发现于 1928 年，地表上为一个完整背斜，位于俄克拉何马的 Ride de Nemaha 山脊上。该构造的深部为断层所切割，二叠系之下有个大的宾夕法尼亚系不整合面。产油面积 83km^2，含油高度 300m。通过构造分析表明，该构造自寒武纪就开始出现；经受奥陶纪一次大的褶皱作用和二叠纪以来若干次构造运动以后才定型。

俄克拉何马城油田的储集层主要有：奥陶纪 Arbuckle 白云岩，构造中心产油，有些井产量很高，6000t／d，其中最好的井累积产量为 170000t；其上覆的奥陶纪 Wilcox 砂岩，产量最大，平均厚度 30m，孔隙度 21%，1968 年的单位面积产量为 2.4Mt 以上，可采储量估计为 110Mt，已经开采的约有 100Mt 多一点（据 GATEWOOD，1970）。

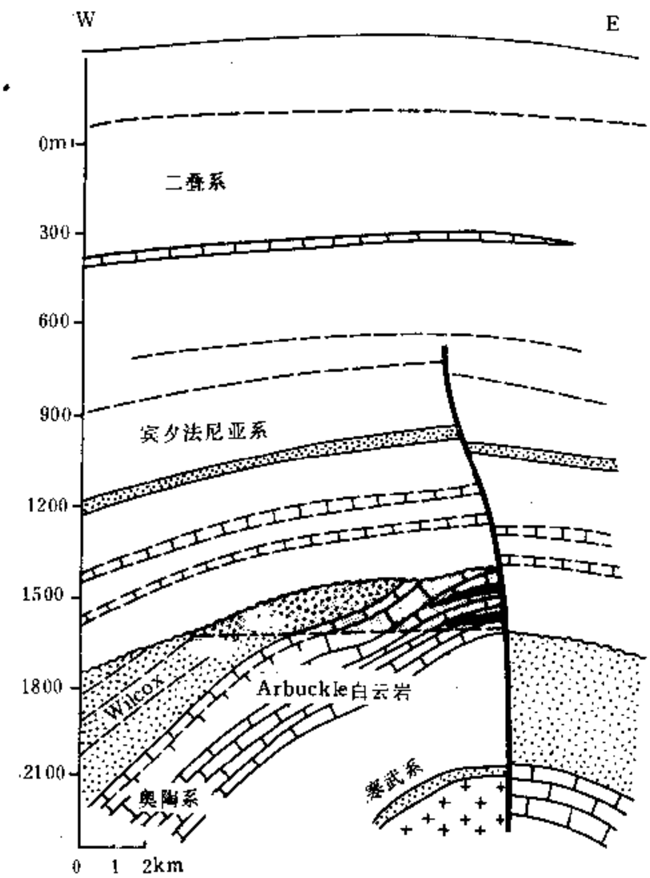


图 77 俄克拉何马城油田横剖面图
（据 GATEWOOD，1970）

另一个不整合面下的断层背斜实例为 Sarir 大油田（利比亚），原始储量估算为 1100Mt（图 78 和 206）。

阿尔及利亚 Hassi Messaoud 油田的产层为寒武系的侵蚀面，其上被海侵三叠系所覆盖，属不整合面下又一种穹隆类型（图 79 和 204）。石油质轻（比重 0.80），生成于相邻向斜中富含有机质的志留系泥岩，原油是在有 3000m 以上厚度的中生界沉积负载作用下被排驱出来的。油田的储量估算为 1Gt（PERRODON，1966；BALDUCCHI 等，1970）。

后边将会述及与不整合面更直接相关的油田。

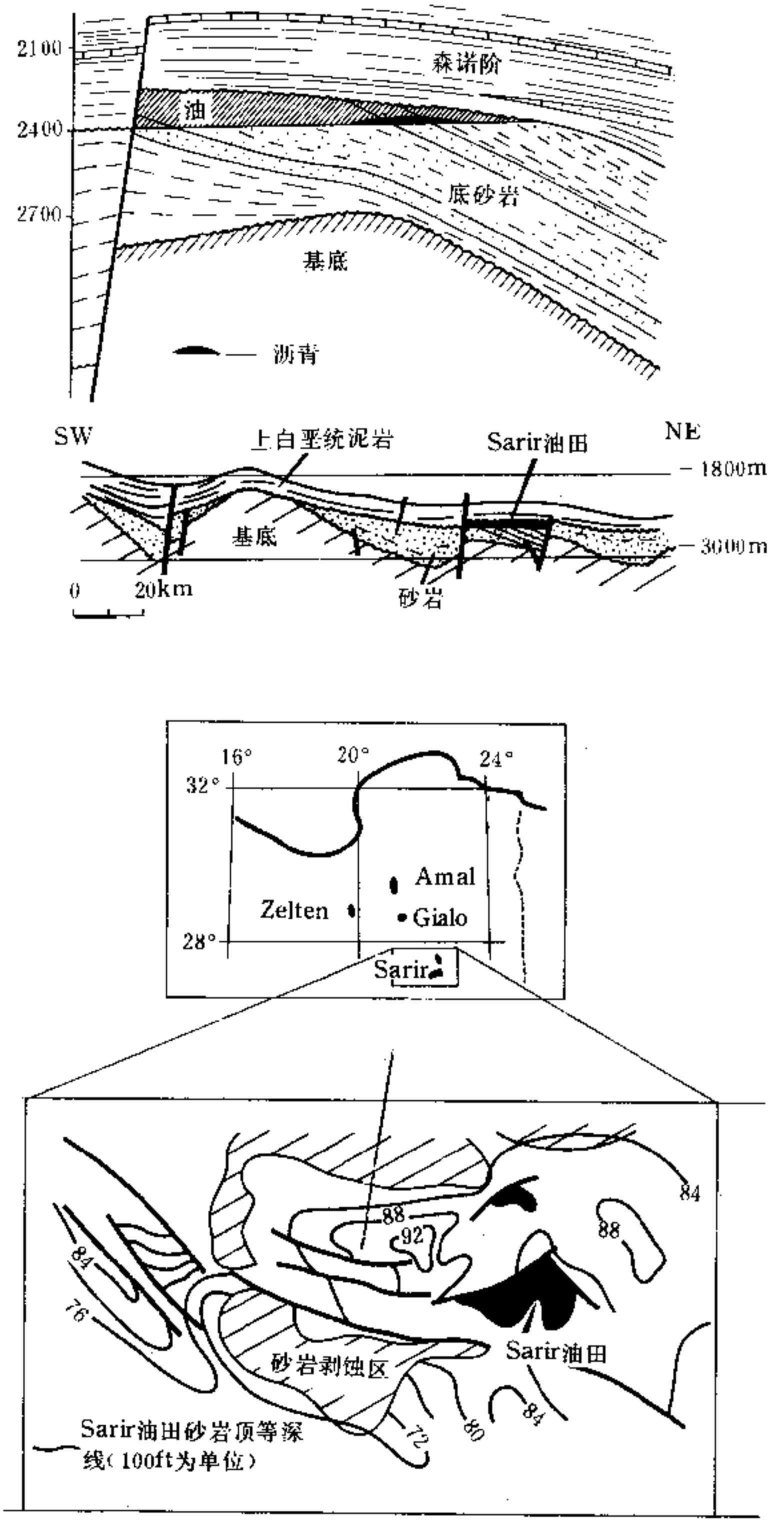
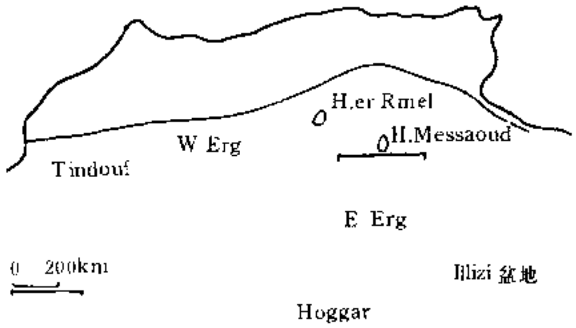


图 78　利比亚 Sarir 油田平面图和剖面图（据 GILLESPIE，1967；SANFORD，1970）



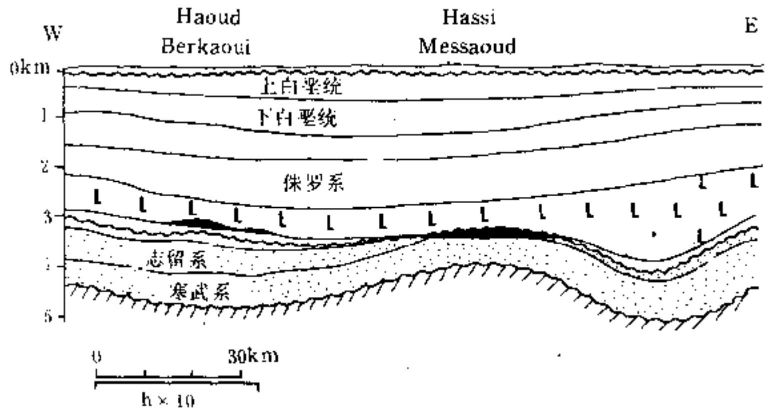


图 79 阿尔及利亚 Haoud Berkaoui 和 Hassi Messaoud 油田的剖面示意图
(据 BALDUCCHI 和 POMMIER，1970)

4.1.1.5 断层背斜

较为明显的背斜也可以表现为断拱型。暂不讨论断层形成的圈闭，也就是说断面决定闭合度的圈闭，在这里，只讨论断层起作用不大的圈闭。

先把许多三角洲同生断层圈定的补偿型或"滚动"型背斜纳入这类背斜。

在得克萨斯州海岸平原区，沿 Vicksburg 层"走向"分布的油田构成一幅明显的图景，其圈闭既与盆地边缘的同生断层有关，也与区域上的相带分布相关。这一系列油藏延伸近 500km 长，离湾岸有一定距离，渐新统（Frio）和中新统砂岩中的实际储量为 420Mt 油和约 $560Gm^3$ 的气。

这些圈闭都位于断层的下降盘并由"滚动"背斜组成，较少由一条断层构成圈闭，由主断层派生的反向断层组成小地堑的构成的圈闭更少见，这种情况下的产层则位于相对较高的位置（图 80）。在渐新世和晚中新世期间，同生断层起了主要作用，并延伸到较新的地层。渐新统地层（Vicksburg 组）尤其突出，它的厚度从上升盘的 180m 到下降盘的 1200m，说明这个时期在断层底部沉降作用强烈。

1934 年发现 Tom O′Connor 油田，可能是最大的，在 15 层砂岩中，含约 130Mt 原油和 $30Gm^3$ 气的储量。这个圈闭主要由断层底部的背斜组成（MILLS，1970；STANLEY，1970）。

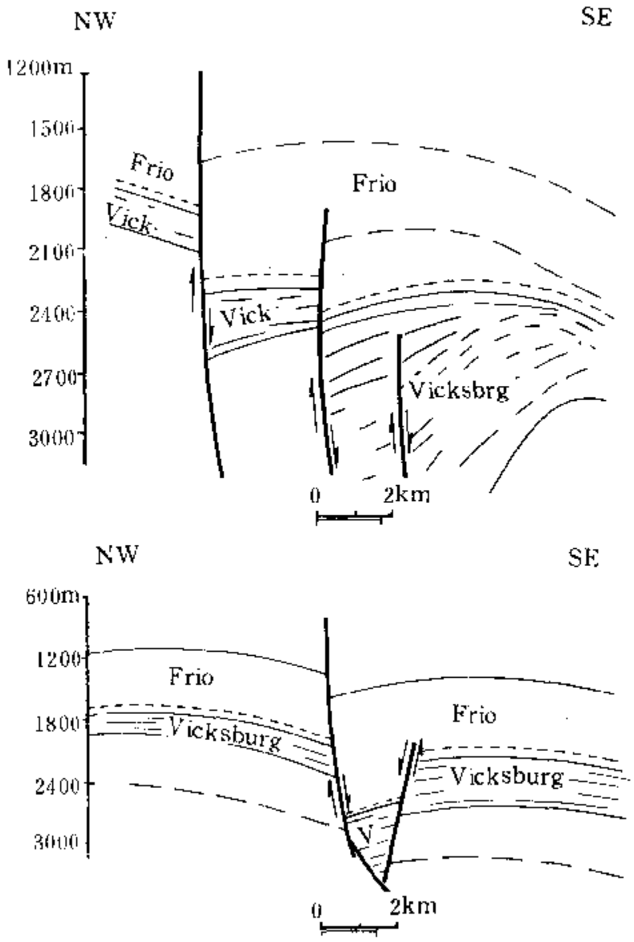


图 80　得克萨斯州 Vicksburg 组，断层剖面示意图

图示下降盘地层增厚和背斜反向断层的闭合度（据 STANLEY，1970）

得克萨斯海岸平原的 Port Arthur 气藏（图 81 和 195），面积 $7km^2$，形成于生长断层下降盘的一个重褶皱背斜，有 10 个渐新统（Frio 组）的砂体储集层，位于古三角洲的中心，其厚度 0.6～13m，至 1969 年中期，累积产气量达 $1.5Gm^3$ 和 0.5Mt 的凝析油。

加利福尼亚的一些盆地的大油田，如文图拉和威尔明顿等，为另一种类型的断层背斜油田。

1936 年在洛杉矶盆地滨岸区发现的威尔明顿油田是一个由若干横向正断层切割的不对称大背斜，产层被断层切割成一块一块。产层为中新统和下渐新统（Repetto 组）的一套砂岩，中间被作为盖层的泥灰岩所隔开，泥灰岩，至少部分可能是生油岩。这个油气组合的上部与上渐新统（Pico 组）不整合接触，上渐新统还是该组合的一个盖层（图 82、161 和 162）。砂岩占产油层系 25～70%。断层遮挡有效，把油田分割成各含不同性质烃类的断块。威尔明顿油田的可采储量为 340Mt，已经开采了 250Mt。

1950 年在乌克兰 Dniepr 裂谷发现的 Chebelinsk 气田属于一个泥盆系盐核的断层背斜，产层为二叠系的裂缝白云岩。上二叠统的蒸发岩为盖层和断层封隔（图 83）。它是乌克兰最大的气田，面积 $450km^2$；储量估计为 $500Gm^3$。

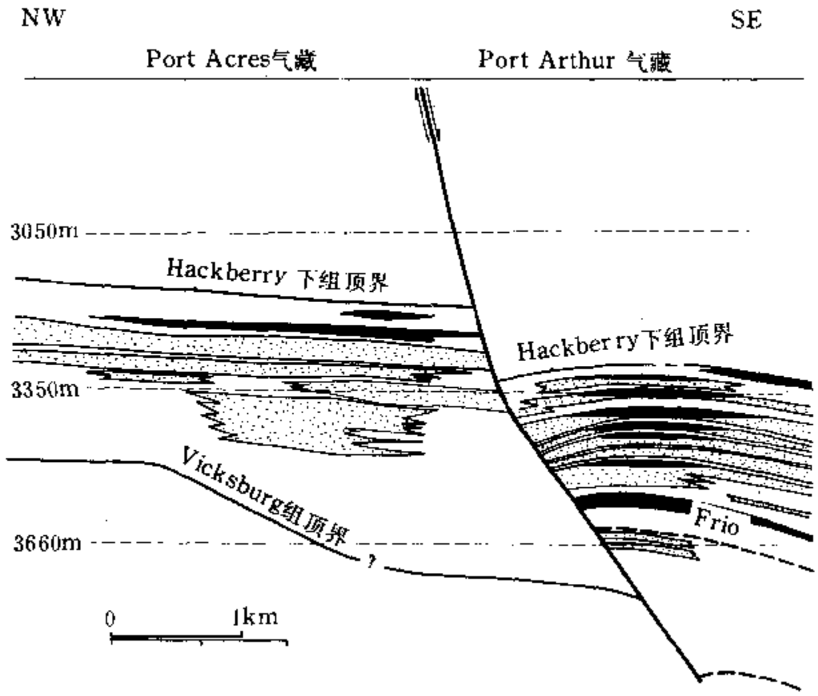


图 81　得克萨斯州 Port Acres 和 Port Arthur 气藏的剖面图（据 HALBOUTY 和 BARBER，1972）

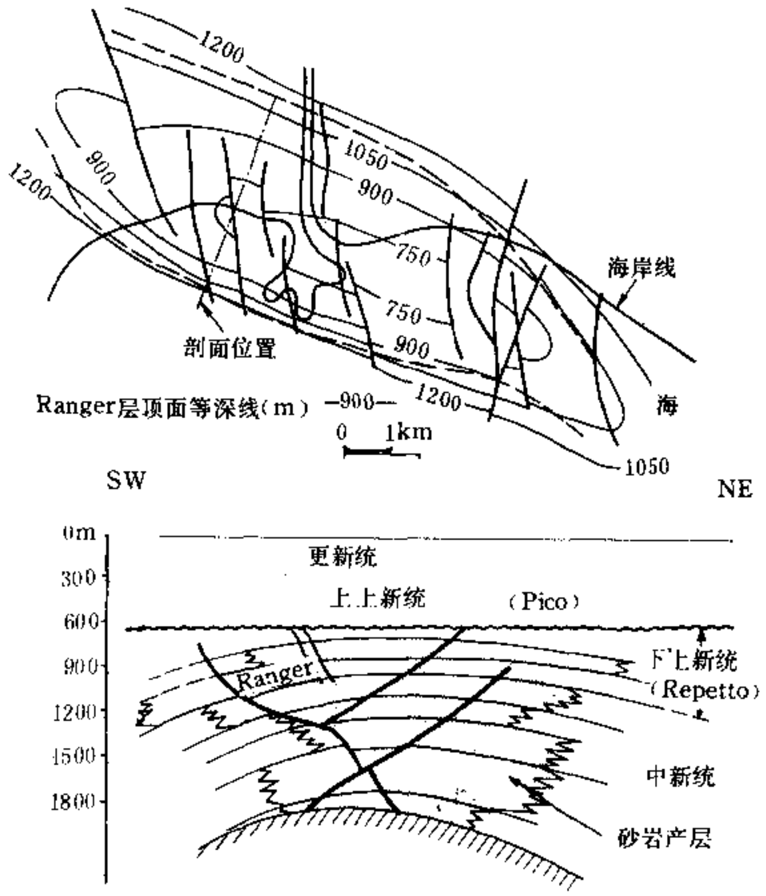


图 82　加利福尼亚州威尔明顿油田的构造平面图和剖面图（据 MAYUGA，1970）

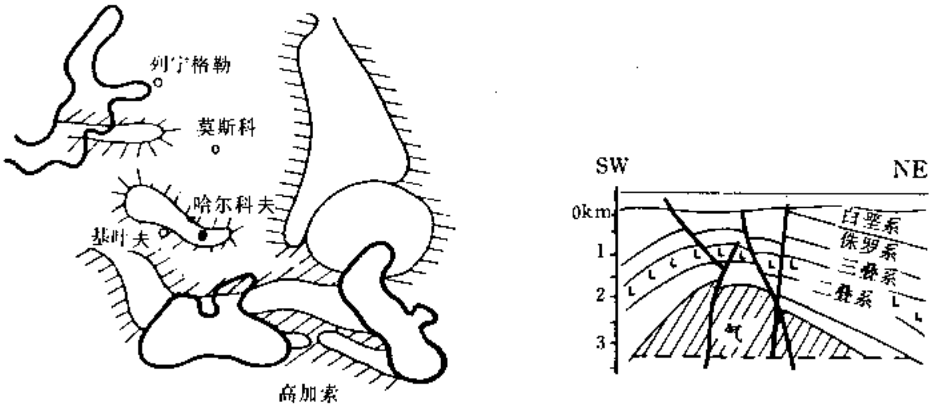


图 *83* 苏联 *Chebelinsk* 气田的剖面示意图

4.1.1.6 刺穿背斜

开启性断层跟欠压实泥岩或深部盐岩一起作用便会在刺穿的中心部位形成背斜，欠压实泥岩可能取泥火山的形式。

罗马尼亚的 Ploesti 地区有许多属于这类刺穿构造油藏。已知这个盆地经历过强烈褶皱，分布着各种形式的刺穿构造，这是因为盐岩极好的流动性使构造面貌变化很大，这代表了与盐隆有关的典型圈闭（图 84 和 163）（参阅第三篇第 2 章）。

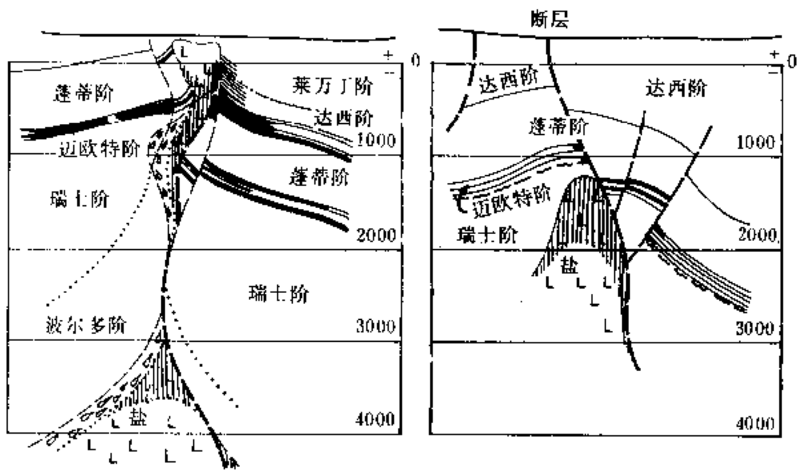


图 84 罗马尼亚 Moreni–Gura–Ocnitei 油田横剖面图

（据 PARASCHIV 和 OLTEANU，1970）

巴库区的油藏属于泥岩刺穿中心的箱状背斜。位于阿普歇伦半岛南岸的 Bibi–Eibat 油田，完全属于这种类型。该油田发现于 1882 年，是一个箱状背斜，有 17 个砂岩产层，砂岩占层系的 70～75%。累积产量超过 150Mt（图 85 和 179）（参阅第三篇第 3 章）。

4.1.1.7 上冲断层背斜

1957 年用地震方法发现的 Waterton 气田（艾伯塔），正是属于扭动构造领域的背斜油气藏。该气田恰恰位于加拿大落基山冲断层的边界，离卡尔加里市南 200km，在与美国的

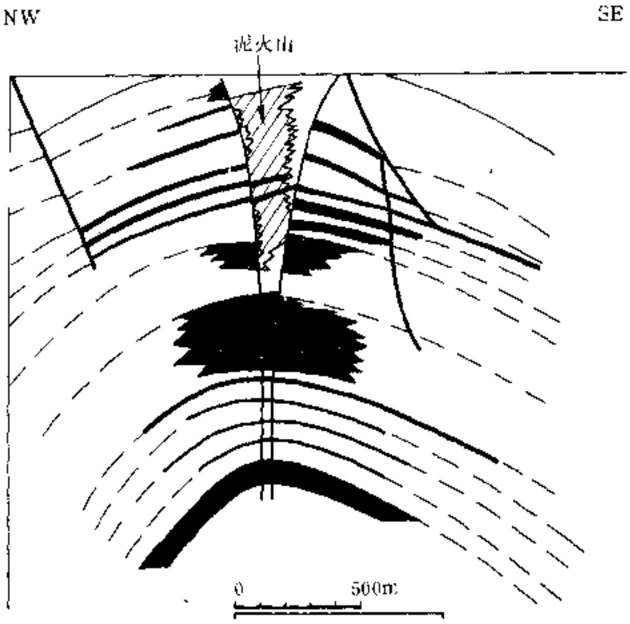


图 85　苏联 Bibi–Eibat 油田剖面图

边界附近。圈闭由若干向北东逆冲岩片堆积而成，向南西倾伏约 30°，平面上为 40×8km 的椭圆形背斜（图 86 和 187）。储集层为泥盆系和密西西比系的块状碳酸盐岩，局部白云岩化，有效厚度 50m，埋深 300m，平均孔隙度 6%，基质渗透率 $1\times10^{-3}\mu m^2$，但有许多平均约 1mm 宽的张裂缝，在压差 2bar 下气产量为 $3Mm^3/d$。

气田的气为酸气，成分如下：C_1，67%；C_2，4%；H_2S，16%；CO_2，4%。

该气田有 $100Gm^3$ 的储量，是加拿大山前带最大的气田。这说明甚至在复杂构造区仍可能存在对气的有效封闭。

1974 年在亚得里亚海滨岸通过地震方法发现的 Santa Maria Mare 油田（意大利），位于 Ancône 以南，是一个向东上冲岩片覆盖的断层背斜（图 87）。有多层储集层，为上白垩–始新统的砂屑石灰岩和钙质角砾岩，有效厚度 100m。孔隙度约 15%，渗透率 $10\times10^{-3}\mu m^2$，并因裂缝而得到改善。油质重，比重 0.92，属环烷烃原油；气油比 $65m^3/t$。

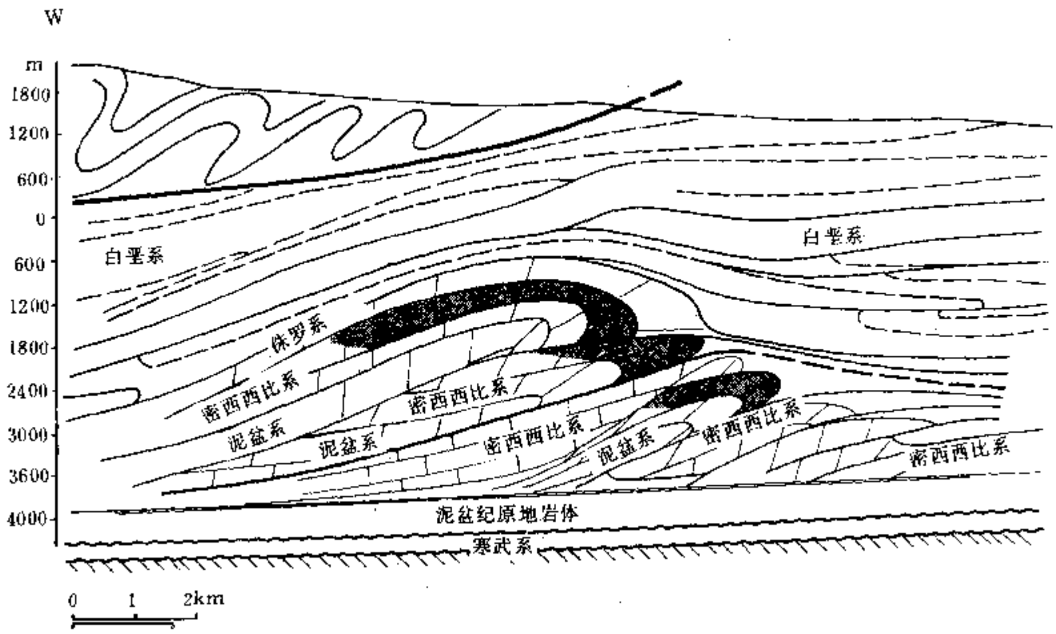


图 86　加拿大艾伯塔 Waterton 气田剖面示意图

该气田位于加拿大落基山冲断前缘之下（据第 24 届国际地质会议资料，1972）

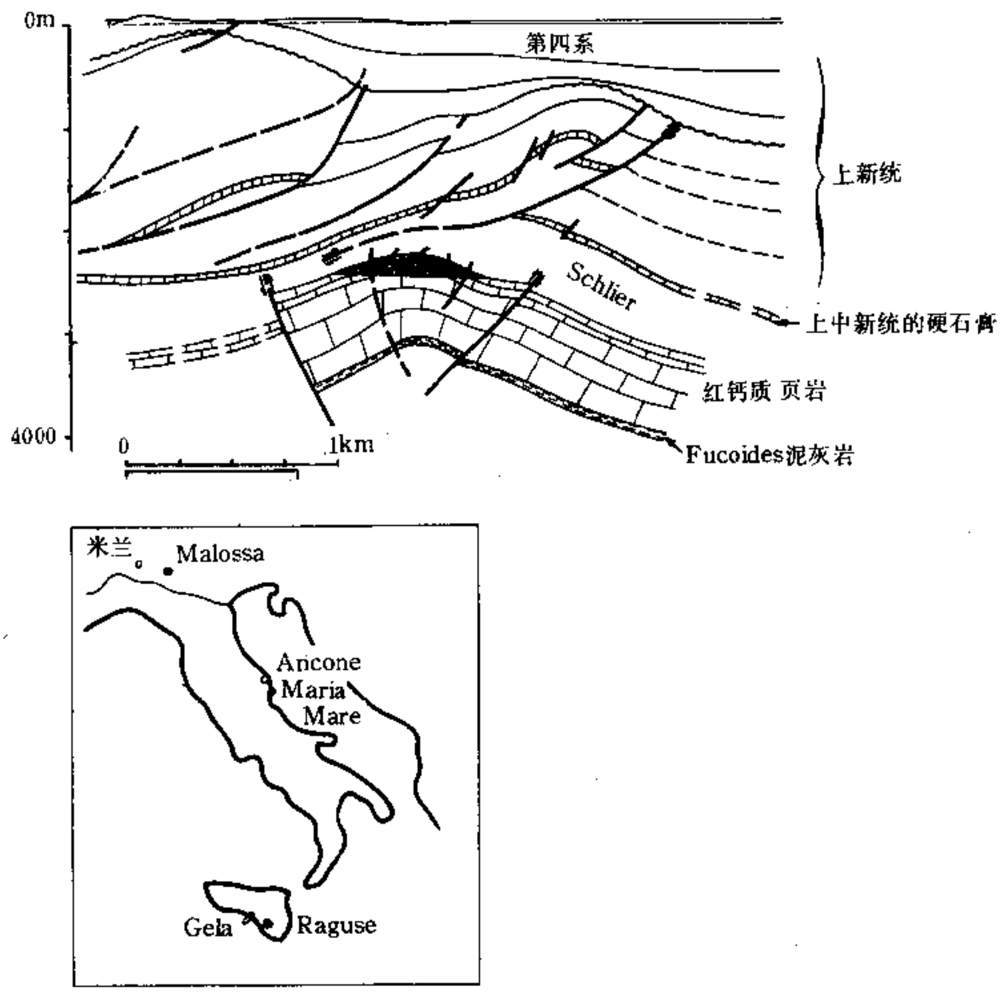


图 87 意大利 Maria Mare 油田的横剖面图（据 SNEA（P）资料）

4.1.2 断层圈闭

既有垂向位移又有滑脱运动的断层，在某些条件下，可以阻挡和圈闭烃类；但是，这些断层既容易使烃类发生运移，也容易使其散逸。断层的封闭性随地质的、水动力的和石油等因素而有所不同。

一般来讲，年青断层或者活化断层，在拉张作用下，是开启和渗透的。随时间的推移和有一定时期的稳定后，在断层中流动循环的地下盐水会使断层面“矿物化”并把断层面胶结起来。

但是，最起作用的可能是断层两侧岩石性质的不同。面对泥岩的储集层最易被封闭。另外，据有些统计资料，如砂泥岩百分比，可以作为断层封闭性的有用指数。有些塑性泥岩或其它一些物质常常充填和堵塞断层面。这种情况在塑性泥岩层系发育的第三纪盆地里尤其多见。

另一方面，压力也起重要作用。在一定深度，即压力较高处，尤其在高压层带附近，流体要迫使断层面让其通过。而在压力较低的储集层附近，流体压力降低以致不足以克服断层面的注入压力；这样，断层面变成不渗透并能够起到阻挡的作用。

水动力梯度，当它顺着烃类运移方向时，烃类散逸容易，当它与烃类运移方向相反时，便有利于原油的圈闭。

最后，断层的封闭性取决于烃类的流动性。例如在尼日利亚，相同的断层对气常常是渗透的，但对油的运移却造成障碍。

断层系的级别也可起重要的作用，如尼日利亚和湾岸区的一些大三角洲。在后一个盆地里，主生长断层通常是运移的通道，而次一级的同向或反向断层却常常起阻挡作用。在反向断层的情况下，产层处于较高的部位，如 Vicksburg"走向"油田（图 80）和阿尔布阶的 Edwards 石灰岩油田。

断层圈闭多分布在：一类是以同生断层为特征的具厚层砂泥岩层系的近海盆地；另一类是断裂构造作用结果形成的比较稳定的地区（褶皱或不褶皱）。

但是，断层经常有再次活动的特点，因此在上述两类断层圈闭之间的都属于过渡性的断层圈闭。

下边简单讨论一下同生断层圈闭和以沉积后断层为主的圈闭。

4.1.2.1 同生断层圈闭

这类断层或称铲状断层，它至少在整体上比渗出带更常构成对烃类的遮挡。

常见的争论问题，是上升的还是下降的断盘更有意义。

已知的油气聚集多出现在正断层或逆断层的下降盘。近海具生长断层的盆地，如尼日利亚和湾岸区（图 88 和 89），是属于油气聚集在正断层的下降盘的情况。但是，在这两个油气区，有可能是原油通过断层直接与生油岩连接，因而生油岩起直接补给作用，这时原油只能聚集在下降盘里（据 WEBER 和 DAUKORU，1975）。

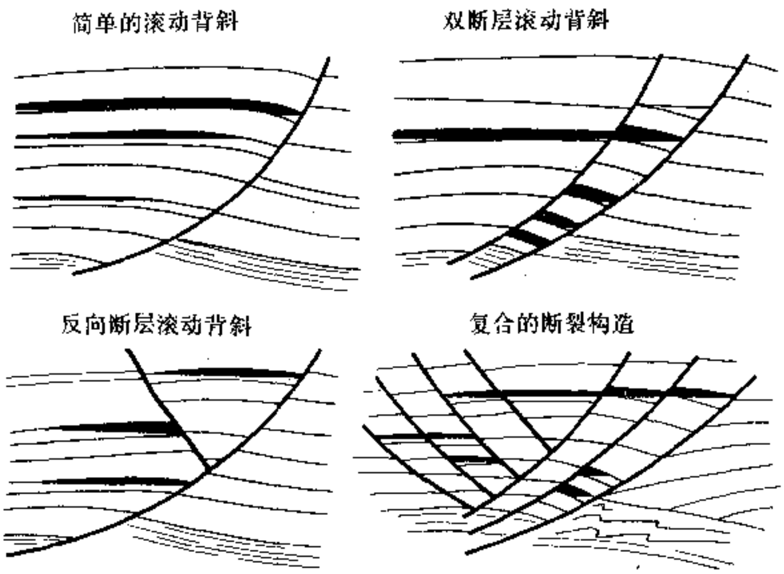


图 88　尼日利亚型三角洲区的各种滚动背斜和断层圈闭（据 WEBER 和 DAUKORU，1975）

这类的圈闭还可用许多诸如湾岸，尼日利亚和马更些三角洲盆地等地区的油田加以说明。下边举 Port Arthur（得克萨斯）和 Taglu（北加拿大）等气田为例。

1954 年在 Port Acres 地层油田边缘发现的 Port Arthur 气藏（得克萨斯）是一个 Frio 砂岩"走向"气藏，位于一条略显正向的构造带上。圈闭是由下降盘和伴随铲式断层的滚动背

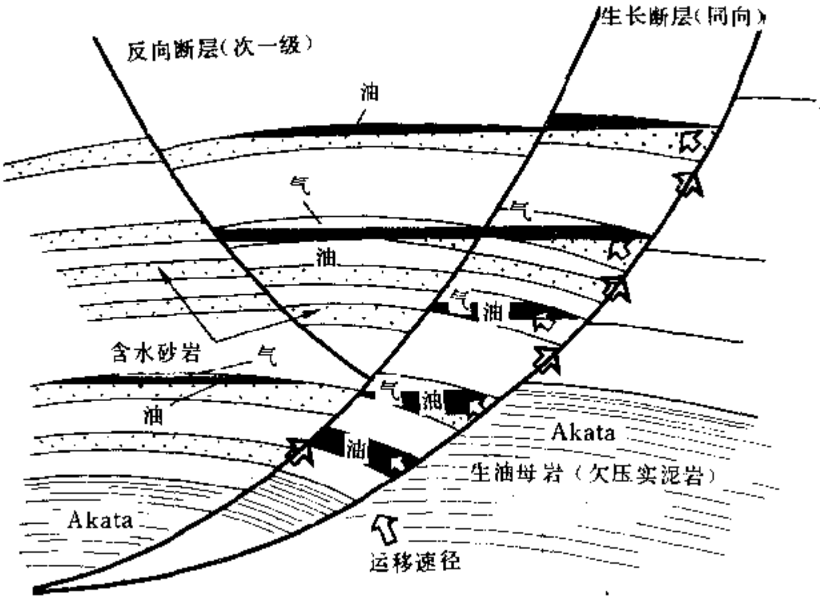


图 89　表示尼日利亚油田油气运移聚集各种途径的剖面示意图
(据 PRECIOUS，选自 WEBER 和 DAUKORU 一文，1975)

斜组成（图 81 和 195）。储集层包括 Frio 组和 Hackberry 组的 10 层砂岩（渐新统）；后者为三角洲沉积。产区面积 $7km^2$，储量估计为 $11Mm^3$ 气和 $3Mm^3$ 凝析气（HALBOUTY 和 BARBER，1972）。

1971 年发现的 Taglu 气藏，分布于 Beaufort 盆地的马更些三角洲（北加拿大）。这个三角洲型盆地沉积第三纪砂泥岩层，厚度达 9000m，超覆在白垩系、侏罗系和古生界等之上(图 90 和 165)。

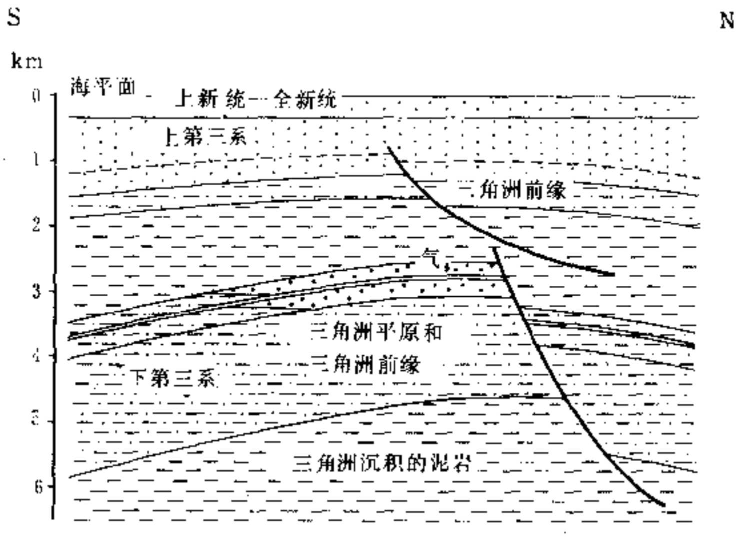


图 90　加拿大马更些三角洲 Taglu 气田的横剖面示意图（据 HAWKINGS 等，1976)

该气田位于盆地南边的隆起上，属于一条正断层上升盘构成的圈闭，该断层使同时期的砂岩产层与半咸水沉积的泥岩相接触；天然气产自深度约3000m的下第三系砂岩。砂岩是三角洲前缘的沉积，以沙滩和沙坝沉积为主。砂岩产层的特征如下：孔隙度，12～22%；渗透率，2～260×10^{-3} μm^2；含水饱和度，25～55%；气柱高度，400～500m。

地层水含盐度为8g／l，其性质为重碳酸水。有两个产层的产水量分别为0.20和0.25Mm^3／d。气体含94%的C_1和凝析气，后者含芳烃较多。烃类源自非海相的半咸水泥岩，成熟度低，是砂岩的夹层；然而，烃类也可能是从埋藏较深的层位运移来的（据HAWKINGS等，1976）。

同生断层及其伴随的圈闭有因盐隆上边地层陷落引起的断层造成的，这是一种特殊的情况。这类圈闭的例子如休斯顿南部的Hastings油田（得克萨斯）（图91和195）。

该特殊圈闭在平面上一般呈圆形，绝大部分是由正断层的上升盘组成，其余由下降盘的断层背斜构成并含一个小气顶，断距300m。构成储集层的Frio组砂岩，原始可采储量为108Mt（BLEAKLEY，1968）。

这个例子以及新大陆边缘发现的Hibernia巨大油田（ARTHER等，1982）说明，如果这类圈闭的储量都不大的话，那末还可能会有例外的。

4.1.2.2 沉积后的断层圈闭

一般来讲，在这类圈闭中，上升盘比下降盘更有可能产油气。

例如在Oficina地区Orénogue盆地（委内瑞拉）单斜的南翼，油藏多见于盆地一侧的上升盘（图92和201）。盆地一侧的下降盘只有当其另外有一个砂岩尖灭体或有一条分支断层时才有油藏，不然石油就会顺着断层末端运移（YOUNG，1971）。

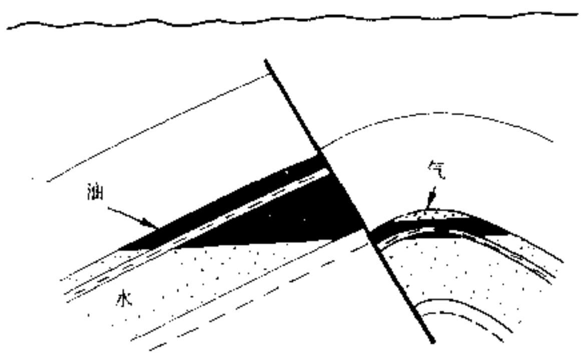


图91 得克萨斯Hastings油田剖面图
图示一个油藏在断层的上升盘，另一个油藏在断层的下降盘（据BLEAKLEY，1968）

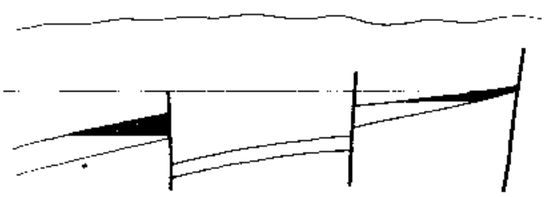


图92 委内瑞拉东部Oficina地区上升盘圈闭的油藏和断层与尖灭组合的油藏（据YOUNG，1971）

阿奎坦盆地的Meillon–Saint–Faust气田（图2–78）是1965年在Pau的城郊发现的，分布在Arzacq稳定盆地的南缘。这条带的地层和构造都一样的复杂，属于北比利牛斯冲断前缘，南边以森诺阶复理石裂谷为界。

在这复杂的地质背景下，圈闭为森诺阶不整合面下受到封闭的断层背斜，长22km，宽2～3km，实际上背斜只见于北翼。储集层为Meillon白云岩（玛姆统），孔隙度约4%，部

分储集层为 Mano 白云岩（侏罗纪末），平均孔隙度约 1%。在 4500m 左右深度处，原始地层压力为 500bar，温度约 160℃。盖层为巴列姆阶和阿普第阶的泥灰岩。上森诺阶复理石沉积以下的埋藏作用（深度约 5000m），是侏罗系巴列姆阶含腐泥质较少的母岩生成气的原因（CLARET 等，1981）。这种气为湿酸气，它的性质与别的气有所不同：C_1，75～81%；C_2，3～4%；C_3，1%；H_2S，5～7%；CO_2，8～20%；N_2，0.5%；汽油，15～58cm^3/m^3。

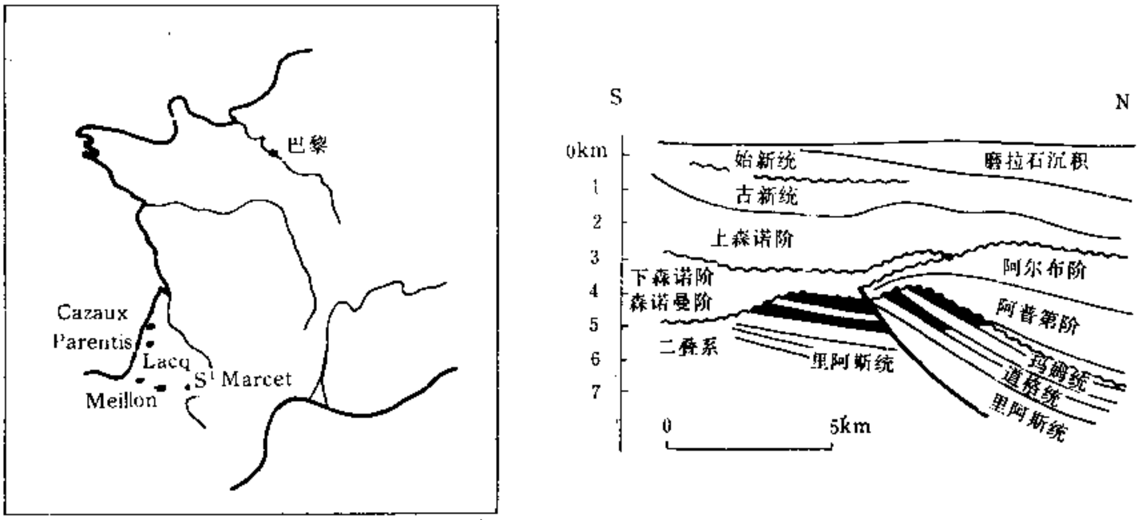


图 93　阿奎坦 Meillon 油田横剖面示意图（据 CHEVILLY 等人，1969）

至 1983 年末，累积产量为 40Gm^3。Meillon 白云岩的单井产量约 1Mm^3/d（de CHEVILLY 等，1969）。

阿曼的 Fahud 油田是两个不整合面下的断层圈闭的很好例子。断层倾角 45°，断距 1500m；闭合面积 27×4km，地层倾角 15°～20°，闭合度 960m；油柱高 500m（图 94 和 166）。顶部有个小气帽的原油储在森诺曼–阿尔布阶 Wasia 组的石灰岩里，厚 420～450m，常见白云岩化，属台地相的有机物碎屑或白垩沉积，孔隙度约 30%，孔隙度较低的岩层中的渗透率都达几个平方微米。原油比重 0.86（33°API），含硫 1.15%。盖层是坎佩尼–桑托阶 Aruma 组的泥灰岩。原油可能来自夹在储集层中的沥青泥灰岩和石灰岩，或来自盖层的泥灰岩以及相邻深部向斜中成熟度适宜的泥灰岩。油气是在上白垩统沉积时发生运移的。储量估计约 160Mt。

该油田是钻第二口井时才发现的，第一口井，Fahud 1 井（1956），钻遇的完全是上升盘中储集层以下的地层；只是经过与邻区构造相同的地层对比以后，才想到绝大部分储集层为断层所切，因此，于 1963 年离第一口井 1.5km 处布了第二口井，这是一口生产井（TSCHOPP，1967）。

在断陷盆地中，如被动大陆边缘盆地，许多油气藏分布在地垒或断块处，例如：Dampier 盆地的 Rankin 油田，位于澳大利亚西北的大陆斜坡上，天然气含在三叠系和侏罗系的砂岩里，其上被上侏罗统的泥岩封闭（参阅第三篇第 2.2 节，图 155）；巴西 Sergipe–Alagoas 盆地的几个油田，如 Caioba 和 Camorim 油田，在侏罗纪末沉积的砂岩主

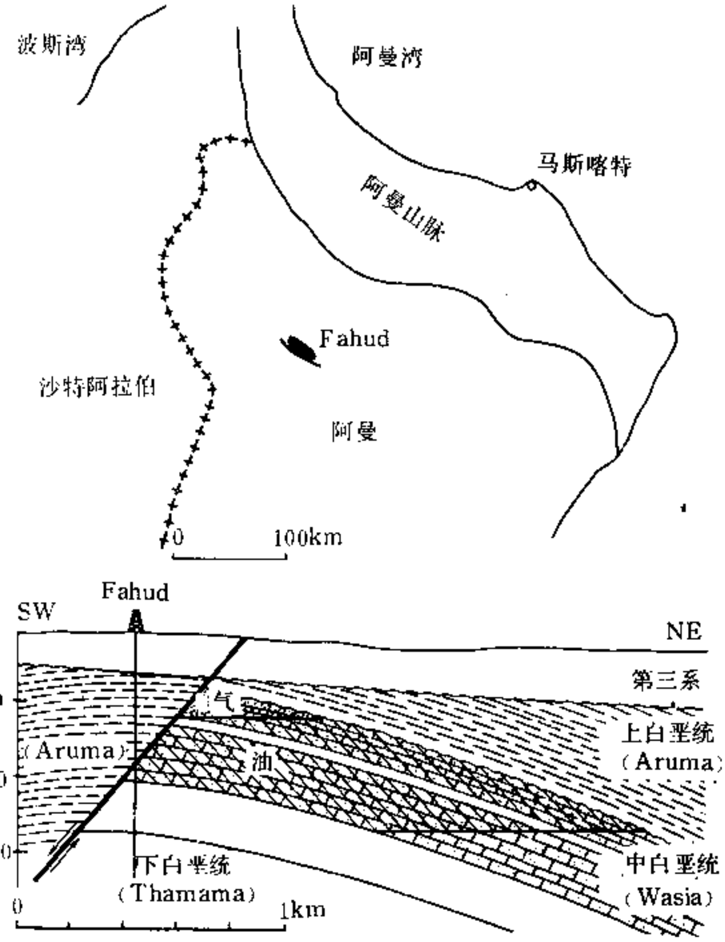


图 94　阿曼 Fahud 油田横剖面示意图（据 TSCHOPP，1967）

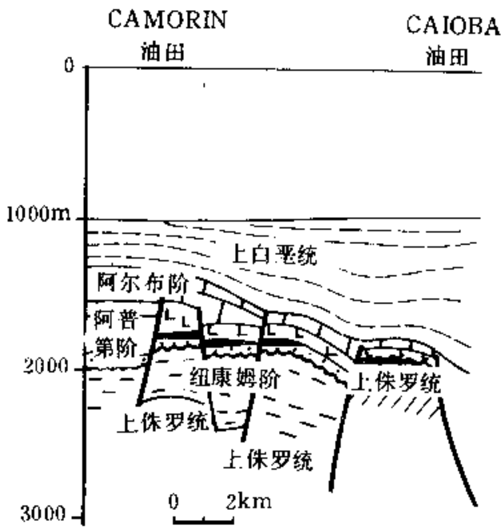


图 95　巴西 Sergipe Alagoas 盆地的 Camorin 和 Caioba 油田剖面示意图（据 CELSO PONTE，1977）

要分布带上，纽康姆阶前三角洲相的湖相泥岩从侧向为其补给烃类，阿普第阶的岩盐为盖层（CELSO PONTE 等，1977）（图 95）；维金地堑的侏罗系油田，如北海的 Brent 油田，分布在一个古断陷的拱形断块上，盖层为启莫里支阶的泥岩（参阅第三篇第 3 章，图 96）。

地垒和断层背斜的这种匹配位置具有许多有利的条件，特别是它们上边有泥岩覆盖而这种泥岩又是生油岩时。烃类常来自侧向上的向斜或断陷。尤其有利的便是一个古背斜拱形体随后又经历大沉降作用的塌陷。

4.1.3 盐丘和泥丘圈闭

比重为 2.17 的岩盐和欠压实泥岩特有的塑性是这类特殊圈闭构造形成的原因，它们分别属于盐类构造学和泥岩构造学研究

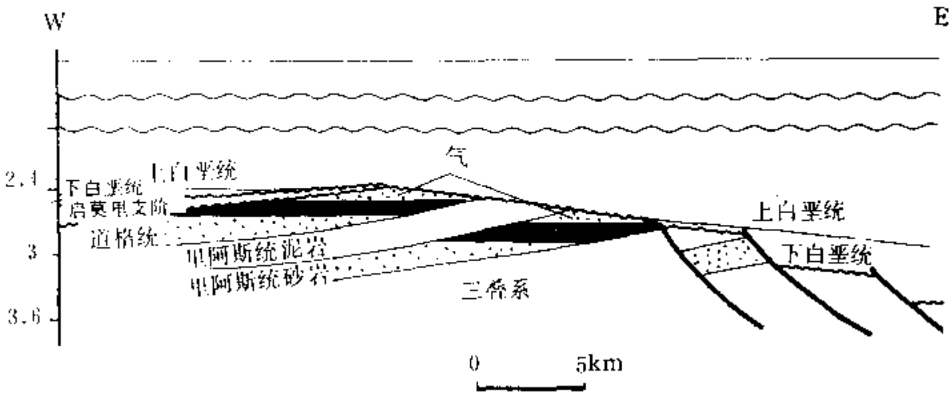


图 96 北海的 Brent 油田横剖面示意图（据 BOWEN，1975）

对象。这种构造表现为盐层或泥岩层的膨胀或表现为拉张区底辟的上升作用。因此，盐隆常分布于最大张力区，即基底褶皱和断层区系统的核部。膨胀开始出现于地层隆起或地层褶皱部位，随后刺穿地层到地表。

相当多的圈闭与塑性变形有关，从简单的背斜直到长柱形、伞形的，到地表后塑性变形就停止。最后，有些所谓"乌龟壳"的背斜变形，可以是由两个相邻的塑性膨胀形成的凸起。

跟盐隆直接有关的油田极少为巨型油田，而阿拉伯地台上由深部穹隆造成的宽阔拱形体上的许多大油田则是例外。

4.1.3.1 简单的盐核背斜

湾岸西部 Smackover 组有一些这种圈闭的好例子，其储集层只褶皱成相对简单的穹隆，偶见断层。

Louann 系（侏罗系）的盐岩在几个盆地里均比较发育，深度 600m。上覆上侏罗统（Smackover）海进碳酸盐层，岩性一般较为致密，但分布一条与藻、厚壳蛤岩相和砂屑石灰岩有关的层带，却具有一定的孔隙度。致密石灰岩和白云岩以及硬石膏层（Haynesville 组）均超覆在储集层之上。

密西西比和亚拉巴马的这条含盐带上，有 3／4 的圈闭都是地形起伏较小的盐核部位背斜。盐核自 Smackover 组沉积以来，不管它的厚度如何，就开始起作用了，但是变形的幅度则取决于可塑性含盐物质的体积。其生长速率开始很快，然后随着可流动的含盐物质的减少而缓慢下来。朝盆地边缘减薄的原始盐层厚度的变化因而控制了盐层膨胀的形状。从盆地边缘向盆地中心，可逐步见到（图 97）：顺着盐层的边界走，上部有断层，四周高低不平，如图示的 Quitman 油田；延长方向与盆地边缘平行的平缓盐岩过渡区，无断层，如 Nancy 油田；中间的背斜区，盐层的起伏高度由 1000～2000m，如 Cypress Creek 油田（图 98）；起伏高度 2000～4500m 的背斜区，上覆次一级的地堑，如 Pool Creek 油田（据 HUGHES，1968）。

这种图景使人想起处于墨西哥湾大陆斜坡至 Sigsbee 陡带下边的盐岩分布状况，盐侧向上向邻近沉积物明显减薄的斜坡流动（HUMPHRIS，1979）。

除湾岸和墨西哥地区以外，在许多盆地里都分布着这些不同类型的圈闭，如：波斯湾和阿拉伯区（深部穹隆）；北海的 Ekofisk；加蓬和刚果的深部穹隆（Grondin）；Gabès 湾。

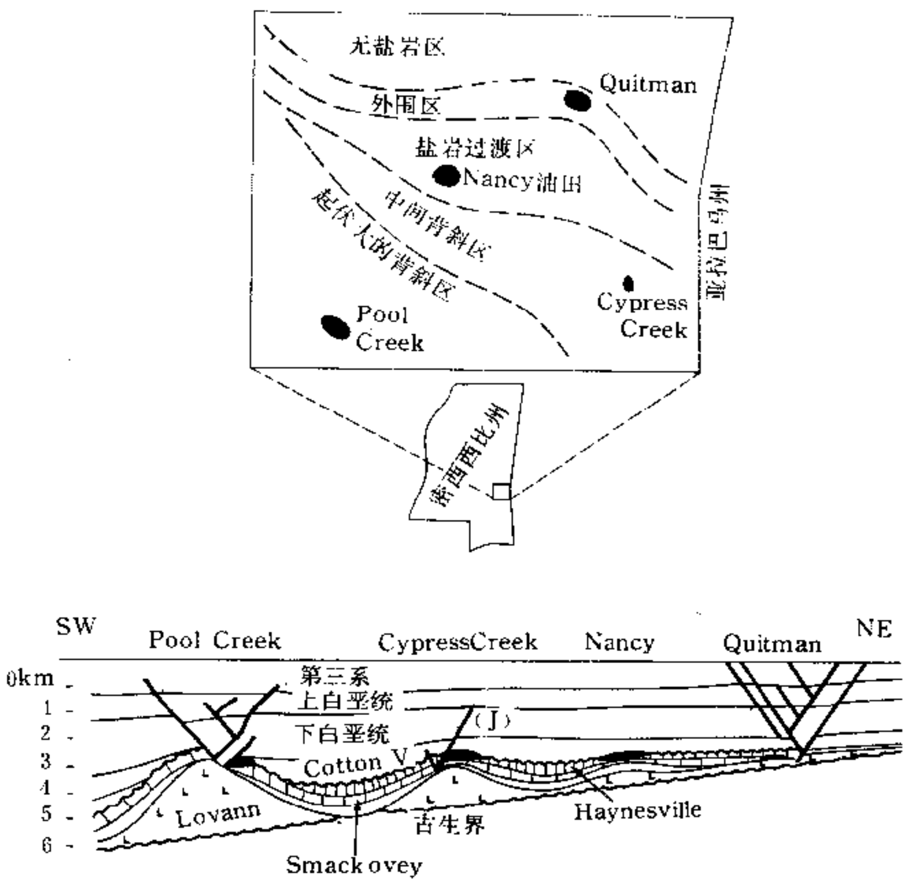


图 97　密西西比州 Pool Creek、Cypress Creek、Nancy、Quitman 等盐隆上的油田剖面示意图（据 HUGHES，1968）

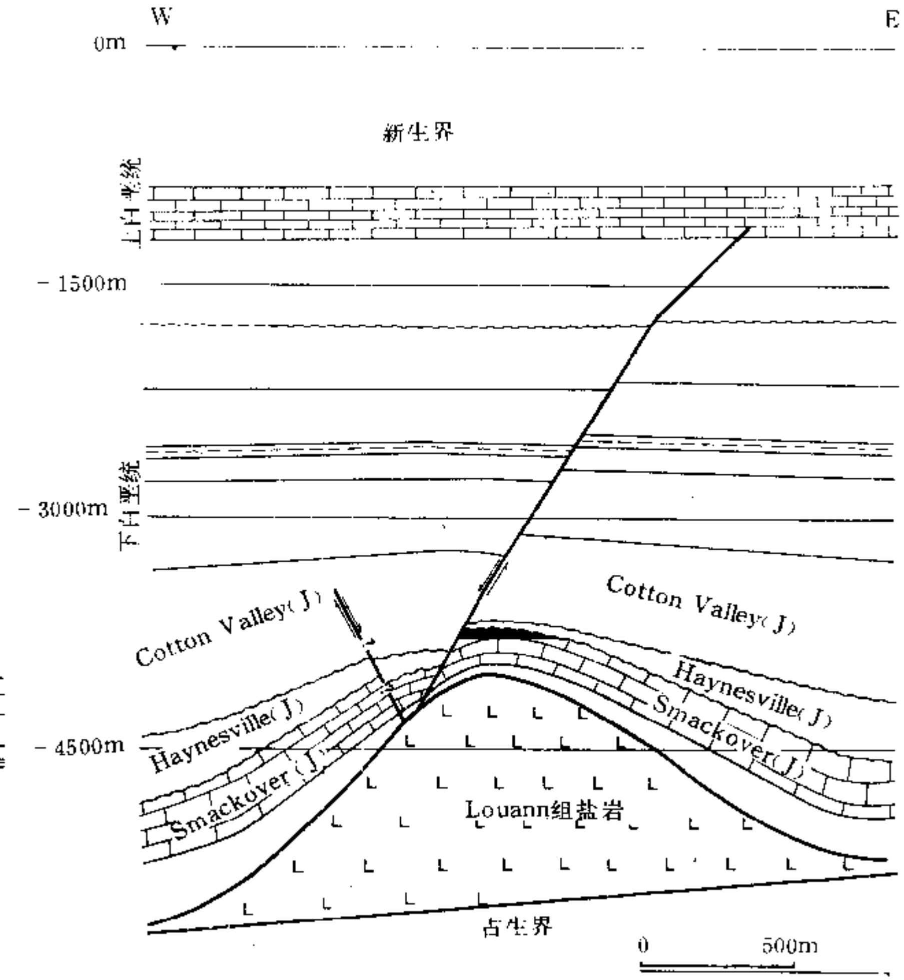


图 98　密西西比州 Cypress Creek 油田剖面图（据 HUGHES，1968）

4.1.3.2 刺穿穹隆圈闭或底辟构造

刺穿穹隆尤其多见于湾岸区的海岸，但也常见于苏联的 Emba 盆地、德国北部和加蓬，在穹隆的翼部常形成一些封闭的尖灭，形成众多中等的油藏，如在路易斯安那州和得克萨斯州（SENI 和 JACKSON，1983）。

穹隆上升的速度以及穹隆发展史所决定的其周围的排流面积，在很大程度上决定穹隆的含油丰度。明显的例子如 Barbers Hill 油田（得克萨斯），而与其相邻的 Lost Lake 和 Moss Bluff 穹隆则完全是相反的例子（图 99）。实际上，在美国湾岸的产区，一个穹隆的储量直接与其上升的幅度及其相应的排流面积有关。因此，Barbers Hills 穹隆于 1954 年共产出 15Mt 原油，而另外两个相邻的 Lost Lake 和 Moss Bluff 穹隆只产出不到 800000t 的原油（HALBOUTY 和 HARDIN，1959）。

跟盐隆有关的油田（深部穹隆除外）很少有大的储量。在 HALBOUTY 等（1970）编的巨大油田集中几乎不包括路易斯安那州海岸 Bay Marchand 的油田以及特里尼达岛与泥岩穹隆有关的 Fyzabad 油藏群。

Bay Marchand–Timbalier Bay–Cailiou Island 组合油田于 1933 年发现，沿着长 45km 和宽 20km 的盐脊分布。盐层从深度 12～15km 上升到 600～900m。储集层年代由中新世末

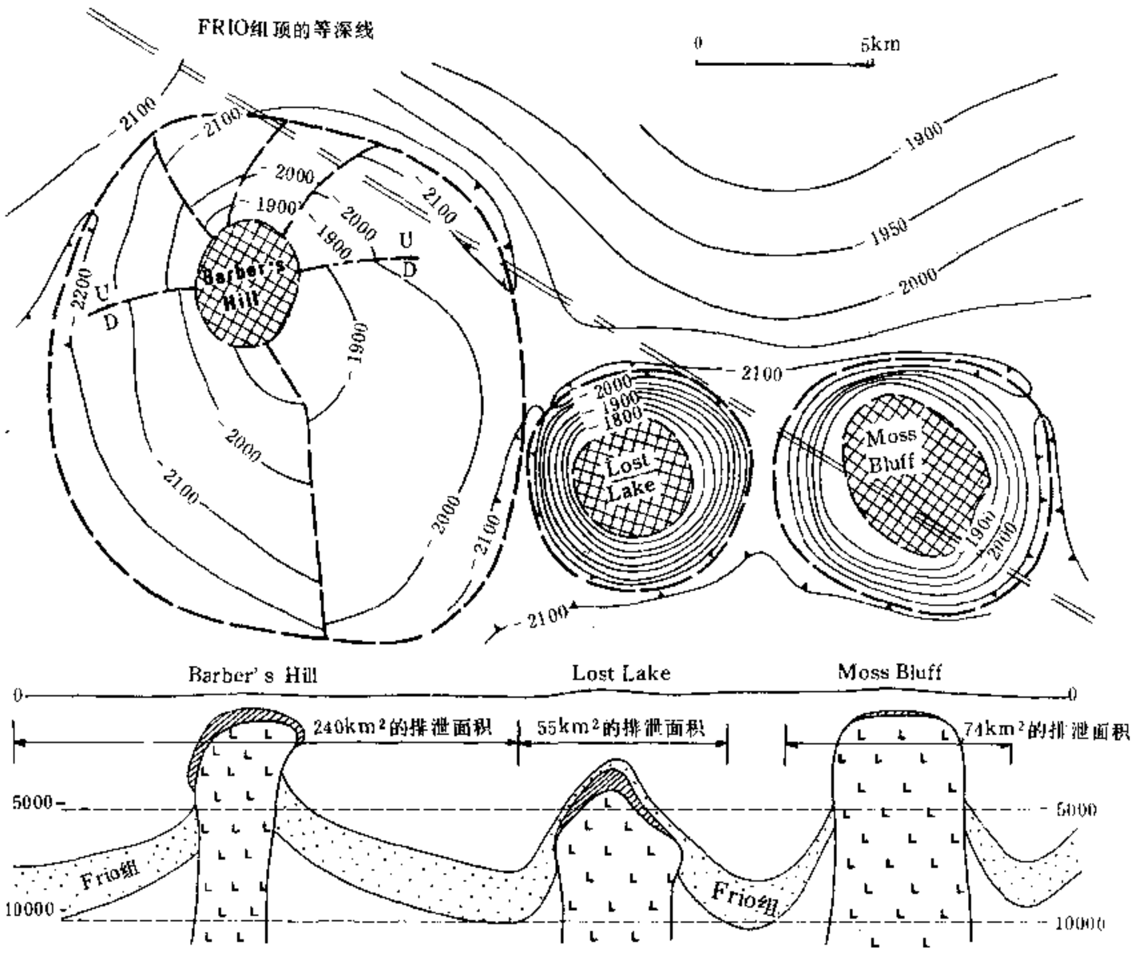


图 99 Barbers Hill、Lost Lake 和 Moss Bluff 穹隆的构造图和剖面图
表明排流面积大小的重要性（据 HALBOUTY 和 HARDIN，1959）

到更新世，深度 400～6000m。孔隙度 15～33%，渗透率 0.5～2400×10^{-3} μm。圈闭多种多样，有穹隆上的背斜、断层和盐墙或泥岩墙以及地层尖灭（图 100）。储量估计 100～140Mt；1967 年 1900 口以上的井产量约 14Mt（FREY 和 GRIMES，1970）。

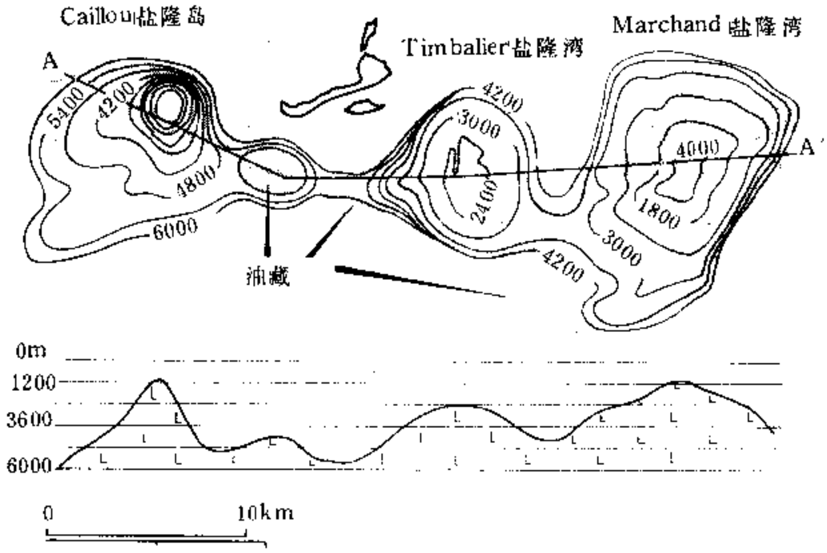


图 100　路易斯安那州 Caillou 岛、Timbalier 湾和 Marchand 湾等盐隆的构造图（盐顶）和剖面示意图（据 FREY 和 GRIMES，1970）

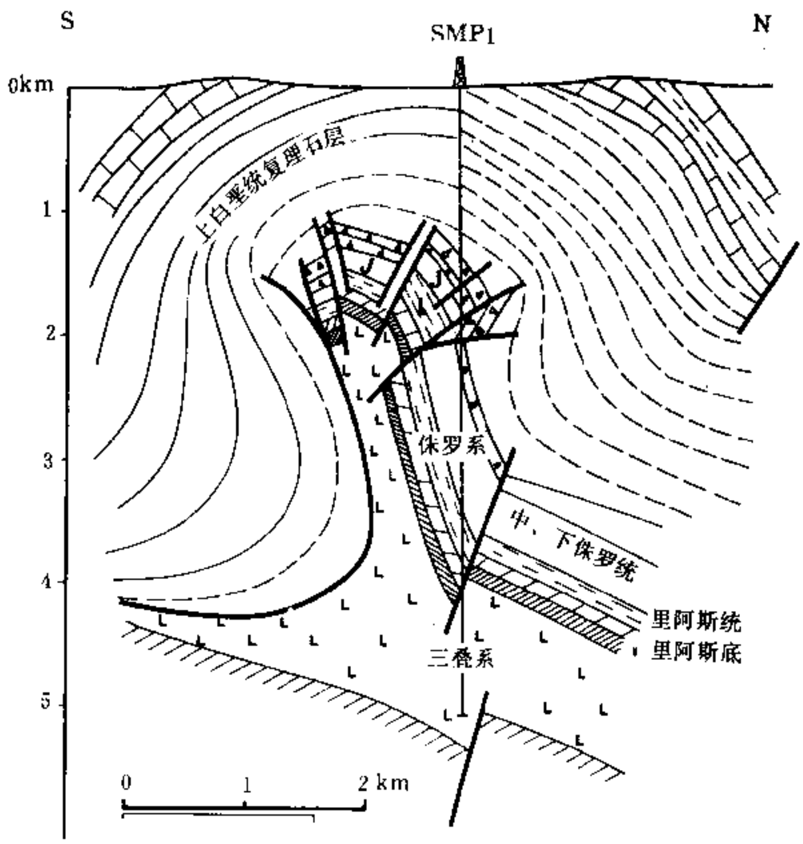


图 101　阿奎坦盆地 St.–Marcet 背斜剖面示意图（据 SNEA（P）资料）

刺穿盐隆也可能在其上覆地层中隐藏着一些油藏，如前边提到的实例，象Saint-Marcet 气田便是这种情况。它是 1939 年在小比利牛斯山的一个背斜上做了地面地质工作以后发现的。其深部构造为一个三叠纪盐核的底辟背斜。主要储集层为泥灰岩-灰岩裂缝角砾岩，孔隙度约 6%（图 101）。原始储量几乎已完全抽完，为 $7Gm^3$ 湿气，富含汽油。

泥岩穹隆圈闭很少，情况不详。只是在湾岸区和喀麦隆海岸以及特里尼达岛分布有这些圈闭。在喀麦隆如 Kolé、Ekoundou、Bétika、Bakassi 和在特里尼达岛如 Guayaguayare 等油藏均属这类成因的圈闭（图 102）。

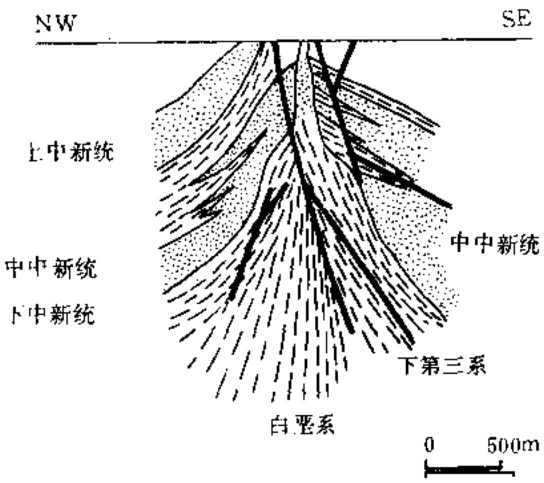


图 102 泥岩底辟核部背斜 Guayaguayare 油田剖面图(特里尼达岛)(据 MICHELSON,1976)

穹隆,如刺穿穹隆,可以在穿越它的水层溶解作用下,使其上部形成储集层和圈闭。这就是"盖岩"油藏。对路易斯安那和得克萨斯的这类油藏已经作过描述,有几个油藏还富集硫。

可举出的实例如下：Vacherie 油田（路易斯安那），产层为 40m 厚的直接覆于盖岩之上的白垩纪砾岩层系，显然它是因穹隆的上升"检到"的；Spindletop 油田（得克萨斯），是 1901 年湾岸油气区发现的第一个油田。它不久就产 25Mt 原油，有些井的产量高达 10000t／d；德国北部 Heide 油田(BOIGK,1981)。

4.1.3.3 中间构造或"乌龟壳"构造

在一个地区盐隆的出现不是孤立的，它们一般都会形成一个关系密切的系列。在这种条件下，就有可能在相邻盐隆之间形成一些"中间"构造。

1958 年发现的 Bryan 油田（密西西比）的地质发展史分析表明，这些圈闭的形成模式见图 103。盐岩朝穹隆的移动引起穹隆之间出

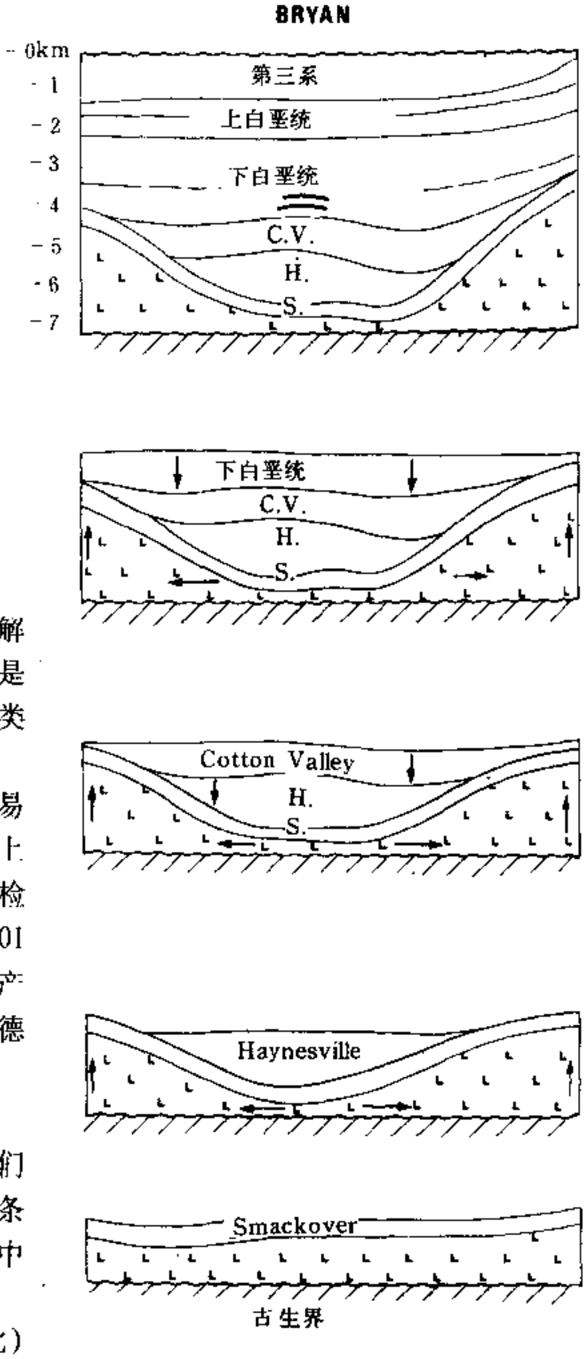


图 103 密西西比州中间构造 Bryan 地质发展的地层剖面图（据 OXLEY 和 HERLINY，1972）

现凹陷；凹陷里为侏罗纪的沉积（Haynesville 组），比它的邻区沉积要厚。侏罗纪末（Cotton Valley）和白垩纪初，穹隆的生长引起它周围形成"边缘向斜"，并在中部，也就是原先的向斜部位发生轻微的拱起。这样，使在深部形成一种平缓的隆起，即"中间构造"，使深部向斜部位的一些地层出现背斜（乌龟壳）。

Bryan 油田便是由此形成的，在下白垩统砂岩中储藏约 3.5Mt 原油（据 OXLEY 和 HERLIHY，1972）。

这类构造规模较大，比起其它刺穿穹隆圈闭能富集更大的储量。

在这类油藏中，可举出如下的例子：加蓬的 Anguille 和 Tchengue Océan 油田；联邦德国的 Düste 油田。

4.2 地层和混合型油藏

沉积相和沉积厚度的变化是很常见的现象，它与构造变形（褶皱和断层）经常叠置在一起。如果变化和变形所起的作用相当，则这样的圈闭定为混合型。如果构造变形只起次要作用，则称为地层（岩性）圈闭。

因此，地层圈闭的闭合度主要决定于地层、沉积或岩性的条件，如岩相的变化或尖灭。地层圈闭术语是莱复生于 1936 年根据东得克萨斯油田（1930 年偶然发现）提出来的。

岩相的变化，如储集层岩相在上倾方向变为不渗透的地层，可能是沉积作用或成岩作用的结果；岩相变化既出现在砂岩层系也可以出现在碳酸盐岩里。在后者中，礁建造起主要的作用。岩相变化，如地层尖灭，常与海进海退有关。也就是与大陆或海面垂直升降运动有关。在这种情况下，地层圈闭的机制显然在很大程度上受控于盆地范围的构造变形。

因岩相变化，也就是说，侧向上变为储集层所形成封闭的有效性常不如渗透和不渗透沉积互层的背斜构造。比如砂岩层横向相变的泥岩常含一些流体能通过的细砂岩。另外，这类圈闭的有效性常跟地层缺失、沉积间断以及不渗透层紧密相关，也跟阻挡烃类散逸的向心水动力梯度有关。

这类封闭在物理学上可用表面张力或毛细管压力的概念来确定，并用非渗透岩和运移的概念（第二篇第 2 和 3 章）与之比拟。可以认为，地层圈闭的出现便是油气运移停止之时。

上倾方向储集层的岩相变化构成对烃类的阻挡，这种情况属于孔隙压力的变大，当孔隙压力值大于由下倾方向施加的油或气柱压力并阻止后者通过时，就形成圈闭。

不难想象，这类圈闭的闭合度对于有一定孔隙压力的沉积物是相对的。例如，对某种给定流体来讲，圈闭的油柱高度越大，孔隙压力就越高，就是说，对无裂缝的碎屑岩来讲，其粒度也就要求越细。

能够进行水测试的含水岩石是有一定的孔渗性的，因此这样的含水岩石能对油的运移构成有效的阻挡，并把油圈闭在岩层下倾方向孔渗性较好的相带里（BERG，1975）。这样，就不难理解水动力随其梯度方向而加强或减弱孔隙压力的重要性了（HILL 等，1961）。测定样品的孔隙压力证实了这种解释（BERG，1975）。

对于有裂缝的压实岩石，情况也一样，裂缝壁间的宽度控制着孔隙压力值。其重要的前提是要看岩相的地质围限作用的程度。

储集层向尖灭方向逐渐减薄常常表现为低产或中等产量。例如 Pembina 地层油藏在很大的面积上多分布一些中等产量的井。与其相反，礁则集中在较小的面积上表现为含油层厚

度大、储集物性好的特点，其生产指数和采收率都相当高。

因此，地层圈闭值得予以详细研究。这种圈闭在数量和储量上均占世界巨型油田（70Mt 以上）的 10%，其中最大的非礁块油田为 Côte Bolivar（4200Mt），普拉德霍湾（1400Mt），东得克萨斯（840Mt），Pembina（250Mt），Quiriquire（140Mt），Boscan（140Mt）；气田为 Hugoton（2000Gm^3），Blanco（北墨西哥，300Gm^3），Jalmat（北墨西哥，225Gm^3）；在礁型巨大油田中，突出的有 Poza Rica（380Mt），Kelly Snyder（240Mt），Faja de Oro（200Mt），Intissar A（200Mt），Swan Hills（140Mt）。

东得克萨斯是发现的第一个地层油藏，其规模在当今居第四位。油田的发现在确认地层圈闭上花了很多时间，就象骑大象狩猎那样慢。实际上，地层油田在勘探较为发达的国家所占的比例较高，如北美，可占主要油田（>14Mt）总体的 31%和储量的 42%。

在一些较为稳定的盆地如艾伯塔和俄克拉何马，地层圈闭油田的比例也占优势。1967 年底，实际算出为 2101 个地层油田比 1182 个构造油田（LYONS，1968）。

在落基山，烃类首先聚集在原始的地层圈闭里；然后在有褶皱和断层时才聚集在构造圈闭里。如得克萨斯州 Wilcox 油藏便是这种情况（KING，1973）。

有许多地质条件尤其有利于形成地层油藏：不稳定性较低的，如不整合和超覆以及海相、近海相和河流相的互层；缺少构造圈闭，如湾岸区不稳定的厚度大的第三系中，地层油藏占油田总数不到 1%，相应的储量正好占 1%。

还有一些如阿尔布–森诺曼时期向广阔地台海侵的区域地质大事件，常常提供形成地层圈闭的重要地质条件。不管如何，地层圈闭的存在和重要性是与沉积盆地的性质密切相关的。

4.2.1 不整合油藏

不整合对烃类的运移和聚集起了重要的作用；它正是若干世界较大油田形成的原因，至少在海侵之后发生了一次相对大的沉降时是如此。它的初始条件就是受过侵蚀的古隆起上在海侵后出现有效的盖层和足够厚的沉积层系。根据可能形成尖灭的储盖组合向隆起区延伸的趋势和根据几何形态的分布特点，便会得出存在地层圈闭或混合型圈闭的结论，而无需去确定两者之间的真正界线所在。

例如，阿尔及利亚撒哈拉的 Hassi Messaoud 油藏，完全被中生界底部的盐层所覆盖，它还是一个箱状背斜（图 79 和 204）。

位于 Mzab 海脊水下部位的 Hassi R′mel 凝析气藏，产层为海侵的三叠系底部砂岩，它是一个穹隆，向南西的上倾方向因砂岩尖灭而被封闭。关于混合型圈闭，即“鼻子”圈闭，其大部分属于沿着一条横推断层分布的背斜（图 104）。

宽阔的东得克萨斯油田是在寻找地下水时于 1930 年发现的，它是由地层尖灭组成的圈闭（呈南北向延伸），位于 Sabine 海堤的西侧；储集层为上白垩统的 Woodbine 砂岩，它海侵超覆在受过侵蚀的下白垩统之上。该砂岩平均厚度 10m，孔隙度 25%，渗透率 1500×10^{-3} μm^2，面积 520km^2。这些砂岩上覆 Eagle Ford 组的海相泥灰岩，泥灰岩本身在其下倾方向又被不渗透的海侵 Austin 白垩地层所覆盖（图 105）。据分析资料，该油藏的原油于古新世时进入油藏。原始储量估计为 1.1Gt，回采率 76%（GUSSOW，1972）。

Cut Bank 油田(蒙大拿州)的情况也一样,只是产层较为中等。产层分布于 Sweetgrass 弧西翼的白垩系砂岩尖灭带，倾角小于 1°。该油田的原始储量估计为 30Mt（图 106）。

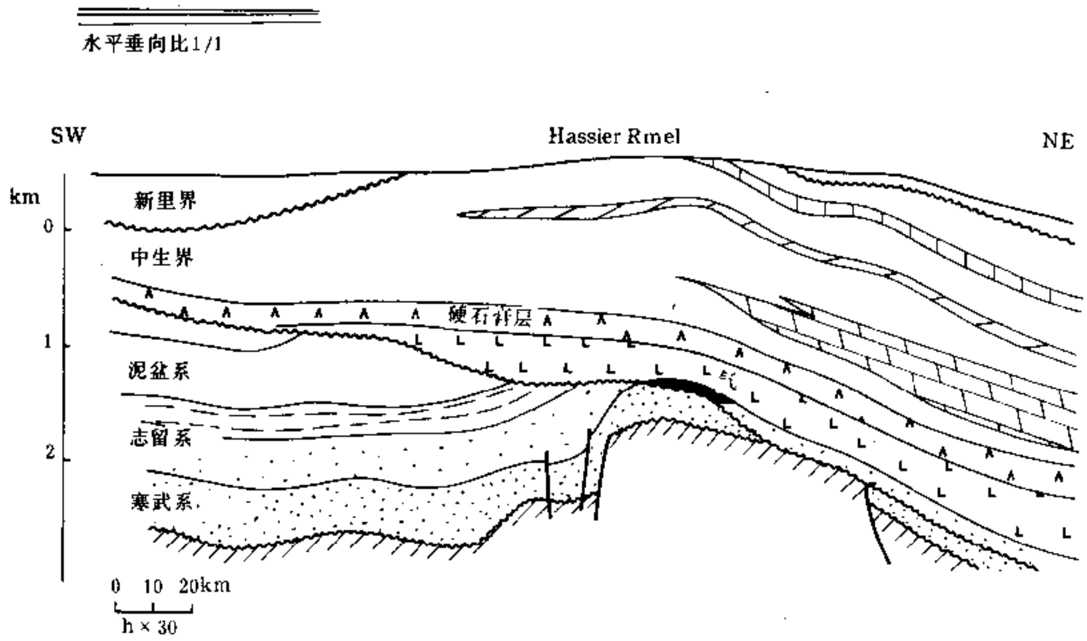


图 104 阿尔及利亚 Hassi R′mel 凝析气藏横剖面示意图（据 MAGLOIRE，1970）

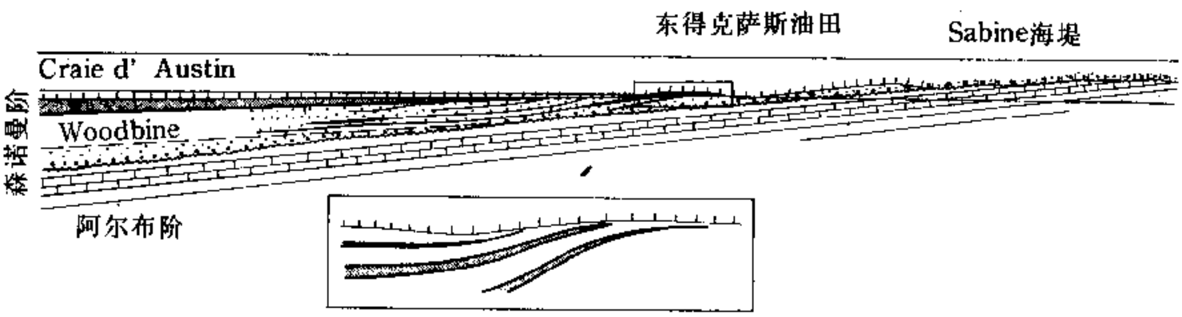


图 105 通过东得克萨斯的中白垩统剖面图（据 GUSSOW，1972）

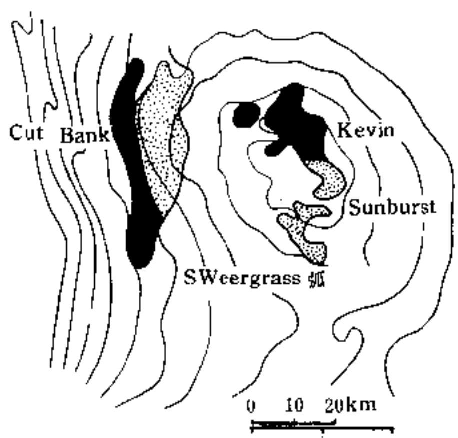


图 106 蒙大拿州 Cut Bank 和 Kevin Sunburst 等油田的平面图（据 DOBBIN，1956）

区域隆起区的边缘常常出现多期的不整合面，这是不同时期抬升运动的反映。属于这种地层圈闭组合的有 Delhi（路易斯安那州）油田。该油田是 1944 年在 Monroe 穹隆的南翼发现的（图 107）。储集层为 Tuscaloosa（上白垩统）和 Paluxy（下白垩统）的砂岩，两者之间为不整合接触，均被盖层"Monroe 气岩"切成剥蚀楔形体。产区面积 54km^2；储集层平均厚度 6m，1000m 深度的孔隙度为 32%，渗透率 1400×10^{-3} μm^2。储量估计为 35Mt 轻质油（41°API，比重 0.82）和近 4Gm^3 气（POWELL，1972）。

盆地边缘也是海侵地层尖灭线分布的地区，常常为同生断层所复杂化。在 Meshana 带的 Cambay（印度），始新统盆地东缘属于这类的

例子。原油储在褶皱的并为断层所封隔的渐新统砂岩里，该砂岩是海侵中新统覆盖下的楔形体。原油来自中—下始新统的“Cambay 页岩”（GAMBHIR，1976）（图 108）。

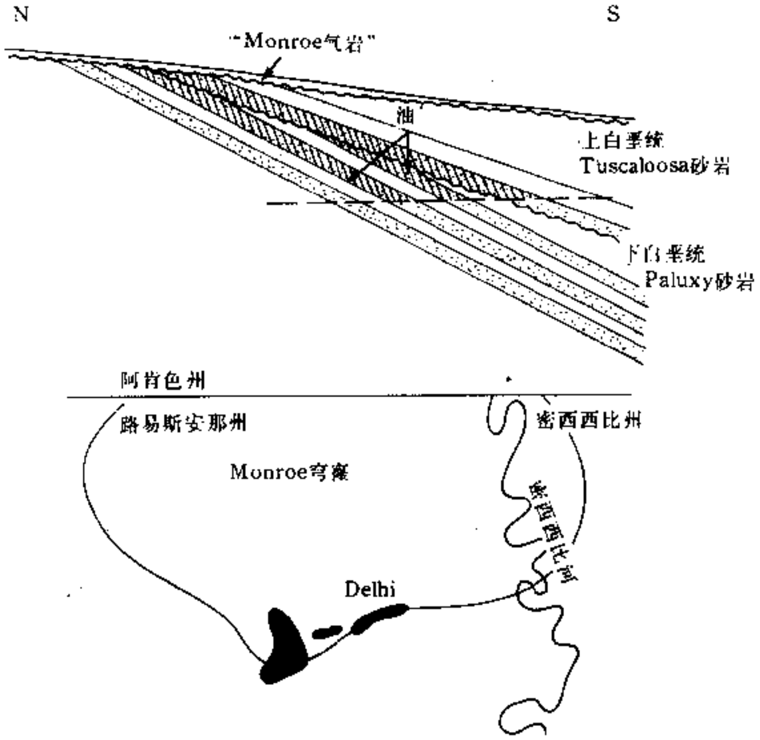


图 107 路易斯安那州 Delhi 油田的平面图和剖面图（据 POWELL，1972）

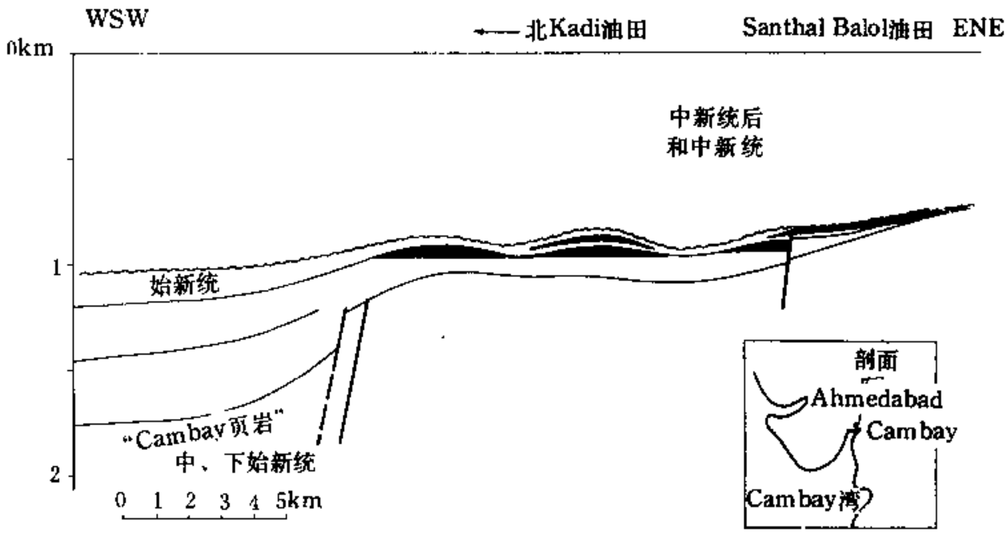


图 108 印度 Cambay 盆地西翼的北 Kadi 油田和 Santhal Balol 油田剖面图
（据 GAMBHIR，1976）

加利福尼亚州圣华金盆地的边缘也见有中新统和上新统的连续海侵地层，形成了各种不同的圈闭，如 Coalinga 和 Midway Sunset 等油藏（参阅第三篇第 3.3 节，图 109）。

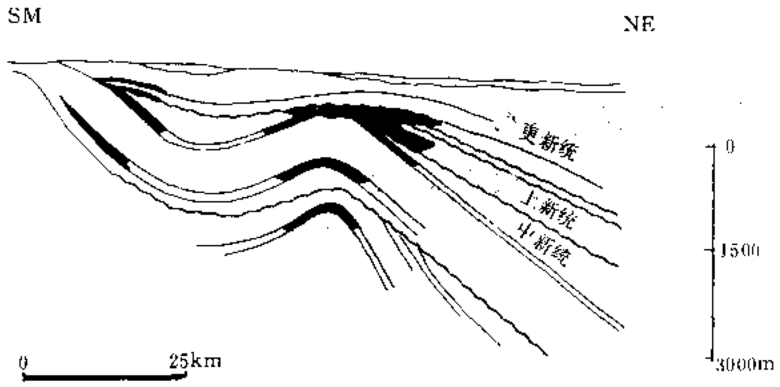


图 109　加利福尼亚州 Midway Sunset 油田横剖面示意图（据 HILL，1956）

不整合上下的产层组合在一起有时表现为假背斜，这正是马拉开波盆地 Bolivar 海岸复合的巨大油田的情景，它是世界较大的油气聚集之一，储量有 4.2Gt。原油分布在向南西倾斜的海进中新统底部砂岩里，也分布在不整合面之下被切割成断块，区域上朝北东倾斜的始新统砂岩里（PERRODON，1966）。

最为有利的情况就是本身具有生油能力的海进层系。这样，生油岩可以补给被其覆盖的储集层，也可以补给海进层系底部层段以及不整合以下因受过侵蚀而多孔和多变的层系。利比亚一些油田以及一些较著名的如 Sarir 油田和普拉德霍湾巨型油田等，均属于这种模式。

普拉德霍湾油田是 1968 年在面积为 180000km^2 的盆地前缘发现的，它位于阿拉斯加的北部海岸并沿着河流分布的一条区域构造带上，其两侧的向斜深度为 8000～9000m。圈闭是一个由南到北逐渐被剥蚀的背斜，地层包括密西西比系到侏罗系，与其上覆的巴列姆阶黑色泥岩呈不整合接触。背斜南翼的倾角小，而北翼的大且有断层切割。储集层主要是 Lisburn（密西西比—宾夕法尼亚系）石灰岩和三角洲相的 Sadlerochit(二叠—三叠系）砂岩（图 110）。

盖层和主生油岩是巴列姆阶的海进黑色泥岩；三叠系和侏罗系为第二生油岩。构造形成于白垩纪初期，然后向南东和东倾伏。在白垩纪期间，烃类主要来自南边和东边相邻沉降区的巴列姆阶泥岩。与此同时，油气顺着不整合发生运移。这个美国最大的油田的储量约 1.4Gt 和 800Gm^3 气（JONES 和 SPEERS，1976；JAMISON 等，1980）。

这几个例子说明，区域隆起带即使在其顶部无产层也是很有意义的。实际上它们隐藏着穹隆或背斜式的巨大油田的能力很大，在其边缘，常常形成各种楔形体和莱复生所谓的渗透末端，在这里有可能形成许多油气藏。这些边缘带始终是远景很大的勘探目标，不管它的顶部是否有产油层。

4.2.2 地层尖灭和相变油藏

多孔的渗透岩相带侧向朝上倾方向过渡为不渗透岩层或岩性变致密的储集层尖灭体，都可以构成圈闭的条件。习惯上，常把这类油藏分为碎屑岩地层和碳酸盐岩层系的油气藏。

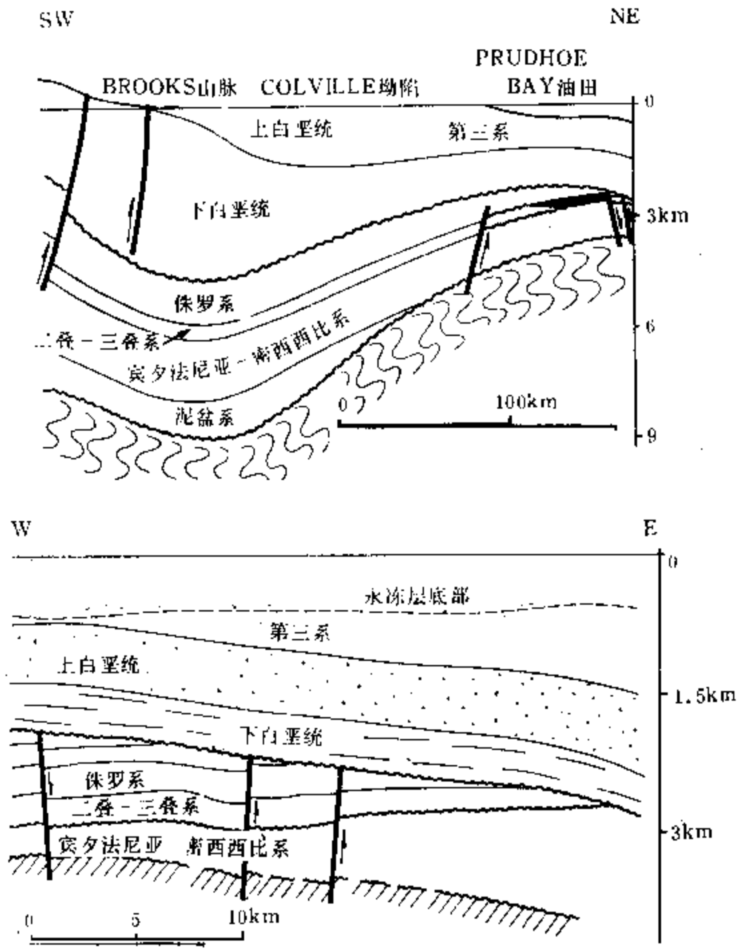


图 110　北阿拉斯加盆地和普拉德霍湾油田剖面图

图示白垩系生油泥岩超覆在储油层之上（据 JONES 和 SPEERS，1970）

4.2.2.1 "沙体"圈闭油藏

在这里，对多孔和渗透地层来讲，沙体这个术语得到最广泛的运用。反映储集层性质的孔隙异常等值线说明岩相发生了变化，简单地讲，岩相变化决定于沉积条件或沉积以后的变化，两种现象常常紧密地连系在一起。沙体沉积属于沉积作用的异常现象，即有一定规模的堆积体或沉积体，它是在沉积物数量和水流特殊的局部条件下沉积的。

对 7241 个美国各种地层圈闭中由砂质地层组成的储集层统计如下：23%的储集层属于海上沙坝；19%的储集层属于近岸的海相沉积；19%的储集层属于海滨相；7%的储集层属于水道沉积；19%的储集层属于区域岩相的变化；4%的储集层属于不整合面；9%的储集层属于其它岩相（CURTIS 等，1961）。

因此，美国最常见的地层圈闭储集层属于台地相的沙坝沉积和属于海岸或海滨沉积。在地层大规模的堆积中是以堆积作用为主的。一般来讲，大范围的岩相变化比起局部范围的沙体只占次要地位（12%比 88%）（据 CURTIS 等，1961）。

属于古三角洲油藏的例子比较多，如北美白垩系台地相的碎屑地层，对这些油藏都做过详细研究。

Bell Creek 油田(蒙大拿州)是由三角洲型和海滨型沙洲形成的油藏，至今还保持着整个沉积环境的地形形态。这是令人感兴趣的一种情况。

在湾岸区还有别的一些例子，Port Acres 和 Port Arthur 油田（得克萨斯州）部分是断层圈闭的（参阅本章图 81 和 111)。

1967 年发现的 Bell Creek 油田，位于保德河盆地东北翼的单斜上，岩层倾角约 1°(图 112 和 113)。

该油田的储集层和圈闭是由四个沙体组成的，厚度中等，埋深从 10~1350m。Muddy 砂层属于两个海侵期之间的一个海退期沉积，泥岩富含有机质，也是生油岩。根据砂层的分布，它属于三角洲前缘和离岸沙坝的水道沉积，储集性好：孔隙度约 30%，渗透率达 10 μm^2。单井产量初时平均为 70t／d；原始储量 30Mt，年产量为 3Mt。该地层圈闭油田是在区域上所有构造高点均打过钻都未见油以后才发现的。据这些井提供的资料恢复了古地理的背景并绘出沙体的分布图，这样才导致部署这口发现井（据 McGREGOR 和 BIGGS，1972)。

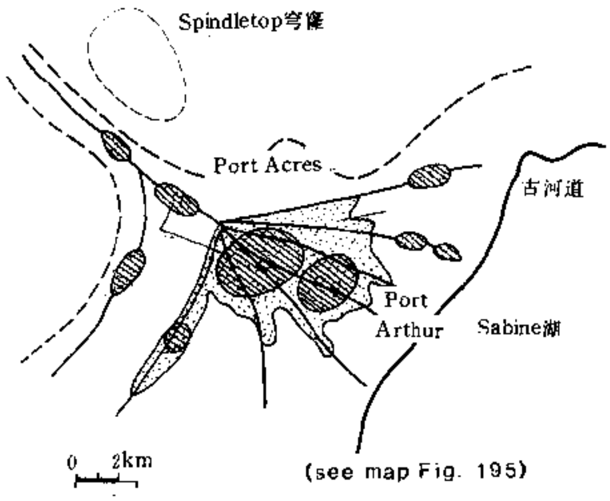


图 111　渐新统 Hackberry 砂岩三角洲油田 Port Acres 和 Port Arthur 古地理草图（据 HALBOUTY 和 BARBER，1972)

Reconcavo 盆地（巴西）的 Candeias 油田是向斜部位的地层圈闭。储集层为下白垩统的透镜体砂岩以及裂缝泥灰岩和石灰岩，深度 600~2400m。沙体属于同生断层凹陷的河流沉积。四个主要储集层随着盆地的充填作用彼此有规则地呈相对错开排列（图 114 和 151；参阅第三篇第 2.2 节)。

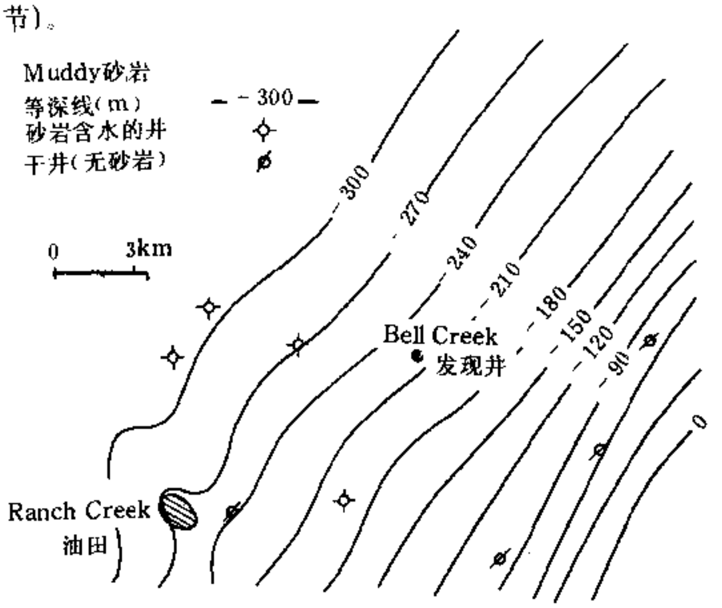


图 112　Bell Creek 油田构造平面图

图示油田发现时钻井的位置（据 GREGOR 和 BIGGS，1968)

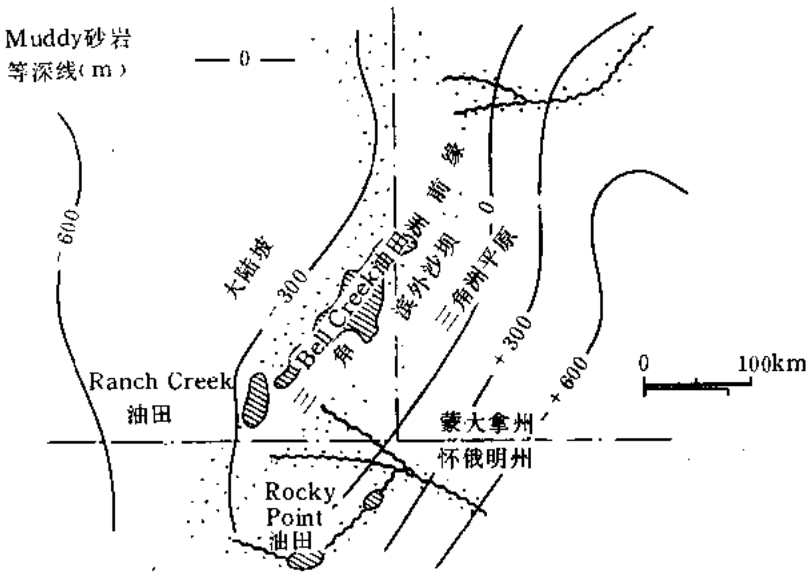


图 113　蒙大拿州 Bell Creek 油田地区的古地理图（据 GREGOR 和 BIGGS，1968）

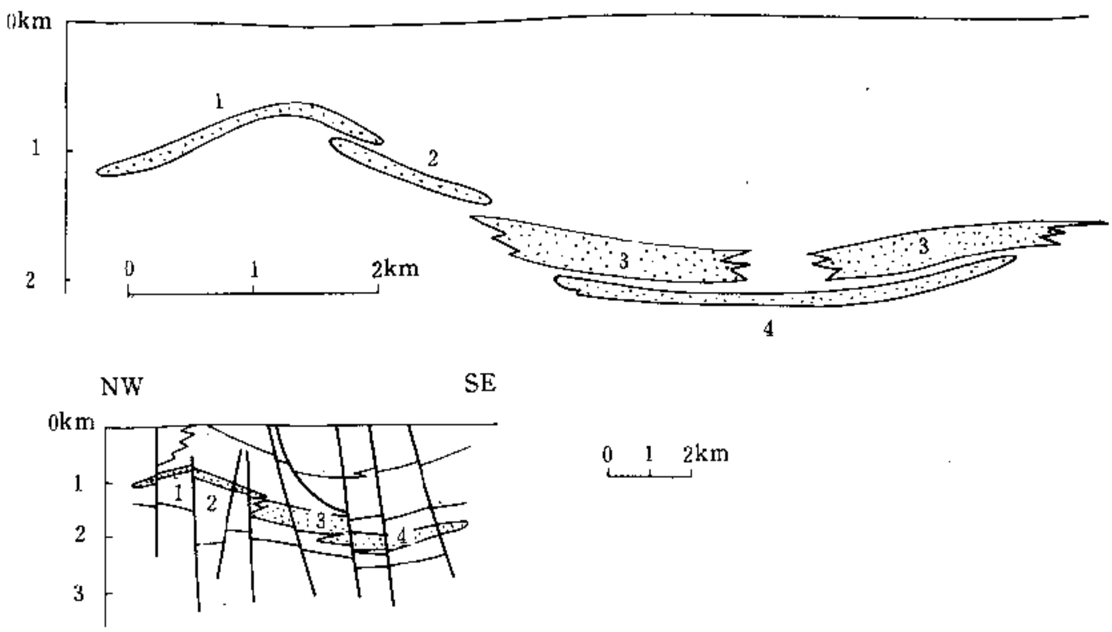


图 114　巴西 Reconcavo 盆地 Candeias 油田（据 GHIGNONE 等，1970）

其它类型的沙体有其不同沉积环境的成因尤其是较深的沉积环境。北海 Frigg 气藏的情况较为特殊，它属于坡脚下的沉积组合（参阅图 48 和第三篇第 3.3 节）。

构成地层尖灭圈闭的地质条件比较复杂，因为地质条件的组合方式要有利于圈闭闭合度的形成。

Quiriquire（东委内瑞拉）油田是一个出露地表的很特殊的地层尖灭圈闭油藏。原油储

在中上新统泥岩所夹的透镜体砂岩里，泥岩属于冲积作用形成的古扇形体，超覆在第三系和白垩系受侵蚀的褶皱层系之上。储集层性质变化大，但有一些物性很好的夹层，孔隙度 17 ~20%，渗透率 11 μm² (图 115 和 201；参阅第二篇第 3 章)。这些砂岩在岩层上倾方向被泥岩夹层、沥青砂岩和沥青可能还有断层所封盖。这种闭合度是有效的，因为含气砂岩占据圈闭的上部。原油较重，比重 0.95 (18° API)，含硫 1.3%，原始气油比为 20m³/t。含油面积 80km²，砂岩产层的深度 370~1320m。原始原地储量高达约 880Mt，已经开采的 100Mt 以上，剩余可采量可能有 10Mt。

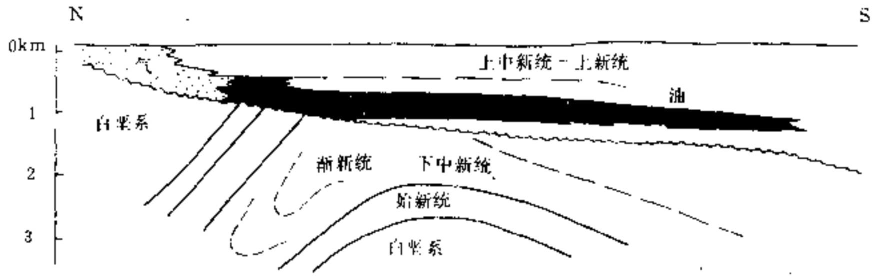


图 115　东委内瑞拉 Quiriquire 油田剖面图（据 BORGER，1952）

4.2.2.2 *碳酸盐岩体油藏*

碳酸盐岩沉积环境的岩相变化，跟碎屑岩的一样很有意义，并具有一样好的闭合度。

关于这方面，兹讨论在岩层上倾方向，岩相侧向变化形成的圈闭和礁建造构成的孔隙异常。

相变油藏

这类油藏的闭合度是由在岩层上倾方向（如在构造鼻上）过渡为致密的和不渗透的碳酸盐岩层组成。这些岩相的变化可能更多的是因沉积环境的差异和后期成岩转化作用，诸如下倾方向孔渗性变好而上倾方向因胶结作用使孔渗性丧失等。实际上，同沉积期的和沉积期后的作用是紧密连系的，因为岩石的原始性质很大程度上决定了地层水的循环流动和由此引起的成岩转化作用。如果说偶尔也能观察到主要的证据，如在 Lima Indiana 和 Poza Rica 油田见到的溶解作用或白云岩化作用，则至多也只是记录到成岩转化作用的最后结果；Jay 油田就是一个好的实例。

在第一种情况，储集层是因岩层下倾方向原先致密或孔隙性差的岩石被溶解后形成的。这样的孔隙有时是真正的孔洞，可能是由地表水对碳酸盐岩表面冲刷造成的，如古不整合面以下见到的孔洞。

这样的例子如 Lima Indiana 油田，它是沿 Finley 穹隆分布的奥陶纪石灰岩油藏 (PERRODON，1966)。

这种多孔渗透层带也常与白云岩化作用有关，可以使致密石灰岩变为储集层。如墨西哥 Poza Rica 油田，它的储集层为 Tamabra 白云岩（上白垩统），在其上倾方向被致密的 Tamaulipas 石灰岩所封闭（PERRODON，1966；参阅第三篇第 3.3.5 节）。

在第二种情况，可以把圈闭的形成归因于岩层上倾方向的胶结作用。

1970 年用地震方法发现的 Jay 油田是一个光辉的例子。这次地震提供了佛罗里达州西端深达 7600m 的地下资料，而密集的钻井工作在这个盆地里过去通常只钻遇到性能很差的储集层。

在这些埋深 1800～3600m 的碳酸盐岩储集层里，于 1937～1950 年间发现的 34 个油田，总储量只有 35Mt；另外 38 个小油藏是在 1960～1968 年找到的，深度 3600～5500m。

Jay 油田的圈闭是 Smackover 组在一个构造鼻上的相变带，深度 4700m。储集层为球粒和藻屑白云质灰岩侧向上相变为泥晶灰岩构成。储集层因冲刷作用而得到改善，孔隙度 14～18%，渗透率平均为 $20～50\times10^{-3}$ μm^2。盖层为蒸发岩（图 116 和 195）。

油田面积 58km^2，油柱高度 128m。可采储量估计约 50Mt 油和 10Gm^3 气。原油含 H_2S9%，CO_2 和 $N_2$3%，烃类 88%。在不渗透层里见到游离硫（OTTMANN 等，1976）。

Jay 油田这个例子突出说明，在发现它以前曾经是令人沮丧的地区里，依然具有地层圈闭油藏的可能性。

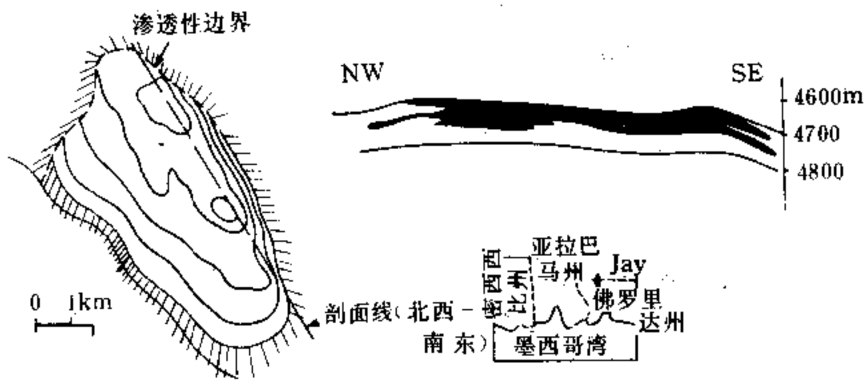


图 116 佛罗里达州 Jay 油田的构造图和剖面图（据 OTTMANN，1976）

礁块油藏

礁块圈闭和油藏是地层圈闭的一个重要成员。跟一些范围有限但轮廓分明的沙体一样，礁块圈闭油藏属于圈闭就是储集层一类的油藏，可定为储集岩—圈闭。一般来讲，这类圈闭是由海相或湖相动植物有机体的建造，即生物礁，及其侵蚀物所组成。在建造生物中，最常见的有各地质时代的珊瑚、藻类（石枝藻）、厚壳蛤、棘皮动物、层孔虫……等等。因这些建造的白云岩化作用比较强烈，故常失去其原来的特征。

它们本身构成的建造具有一定的规模，从简单的生物丘到延伸达数百公里的大堤坝，如环礁、岸礁……等等。

盆地和沉积环境对这些圈闭的形态和体积影响很大。开阔海中的礁建造，如伊利诺斯州志留纪的礁，围绕碎屑堆积的斜坡广泛地生长起来并能够抵制波浪的作用，而泻湖细粒沉积却分布在礁建造的中部（INGELS，1963；FELBER，1964）。海侵时期形成的礁建造，如 Leduc 的泥盆纪礁，一般是好的盖层（De MILLE，1970）。在低能环境中，礁建造常呈生物丘的圆锥形式分布，如 Rainbow 地区的礁；含盐度较高的沉积环境容易发生白云岩化作用。

艾伯塔泥盆纪的礁建造，一般具如下的一些特征：①底部地层超覆在被剥蚀的台地上；②小的沉降作用有利于发育富含有机质的碳酸盐岩台地；③沉降速率快容易在海底起伏不大的地区建造生物礁；④沉降速率的逐渐减慢有利于建立防护后礁环境的礁缘；⑤礁停止生长便是盆地发生充填作用之时（据 KLOVAN，1974）。

礁储集层的物性比较好，当孔隙度平均约 10～15%时，多孔介质的结构一般表现为以

大孔隙为主和低的含水饱和度，产量和采收率都很高（原始采收率常常是 40～50%）。

礁建造的高度通常达 100m，300m 的居少数，个别的有 1000～2000m，如墨西哥或西得克萨斯的一些大型礁建造。礁圈闭的含油高度彼此变化很大，它有随圈闭体积减小而增大的趋势，如果每个都得到相当大量烃类补给的话（图 67）。油柱高度在安大略省平均为 40m；在 Rainbow 平均为 60m，最大的有 200m 高；在利比亚的 Intisar 平均为 300m。

这类圈闭的大小，根据建造的形状（类型和规模）而有很大的不同。例如在 Leduc，泥盆纪礁圈闭的面积平均约 $5km^2$，最小的仅几英亩，而 Redwater 油田达 $150km^2$，该油田的产层延伸到石枝藻礁建造的底部。在 Rainbow–Zama 区的 Keg River 组，生物丘的面积平均只有 $2.5km^2$，环礁面积 $8km^2$（HRISKEVICH，1971）；在安大略省的 25 个志留纪生物丘油田，其平均面积却小到 $0.8km^2$。

艾伯塔省 35 个泥盆纪 D_3 礁块油藏的可采储量平均为 10Mt，最高为 80Mt，每平方公里的储量在 0.30～9Mt。在 Rainbow–Zama 区，小生物丘和环礁的原地储量依次为 1.5Mt 和 40Mt（HRISKEVICH，1971）。

西加拿大泥盆纪的礁块油藏均作过详细的研究，是了解这类圈闭及其孔隙度分布规律的很好实例。

1949 年在艾伯塔发现的 Redwater 油田，是碳酸盐岩台地上的一个大的石灰岩生物礁，盖层是泥岩。它的面积 $520km^2$，厚度 245m。它可能是个生物碎屑的环礁，整个下部属于细层理和致密的泻湖相（图 117）。原油集中分布在礁的上缘，只占其总体积的 5%。然而，依靠活跃的水动力条件，可采储量高达 120Mt，相当原地储量的 65%，1975 年底共开采了 80Mt（据 JARDINE 等，1977）。

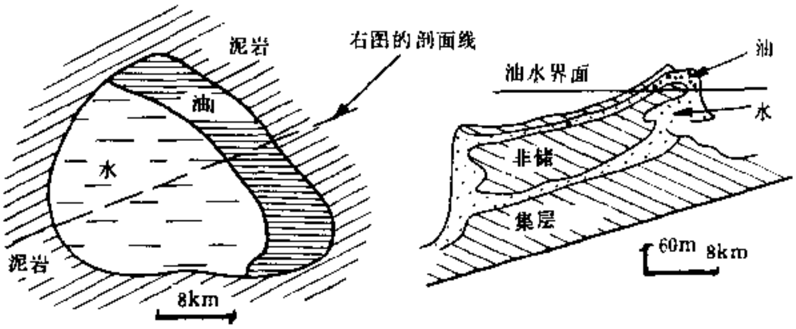


图 117　加拿大 Redwater 油田平面图和剖面图

图示储集层岩相和流体的分布关系（据 JARDINE 等，1977）

1959 年又在艾伯塔省发现的 Judy Creek 油田，面积 $120km^2$，高度较大，其核部广泛发育泻湖相，礁体积的 3／4 含油。原地储量估计为 112Mt，但是因缺乏重要的水动力使采收率低于 50%（图 118）（据 JARDINE 等，1977）。

Horseshoe Atoll 的油藏（西得克萨斯）都分布于西得克萨斯盆地的西北缘，均是古环礁的高点，呈圆弧延伸 280km 长，覆盖面积达 $15000km^2$。

这个大的礁建造是在无碎屑沉积的碳酸盐岩台地上发展起来的宾夕法尼亚纪的生物礁；到了二叠纪就开始无规则地生长，直至沉积水深约 300m 时才停止生长，搬运来的陆源物从北东向南西递进。宾夕法尼亚纪时地壳向西摆动对此产生了影响（见图 119 和 190）。原油

分布在 15 个油田里，盖层是 Wolfcamp 组的泥灰岩，局部地区 Walfcamp 组的缺失是一些构造不含油的原因。整个礁组合含可采原油 355Mt，东翼的 3 个油田的储量超过 14Mt。总共钻了 5500 口井。

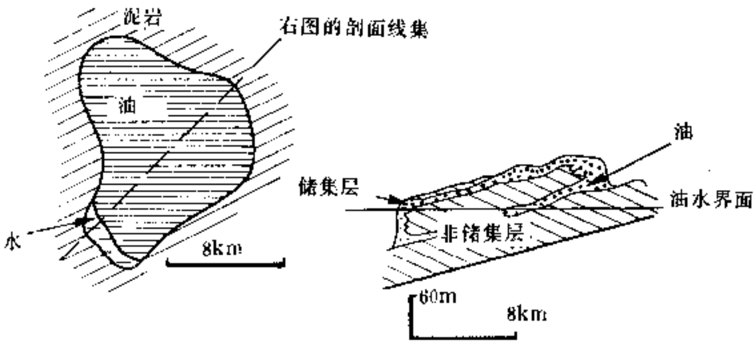


图 118　加拿大 Judy Creek 油田平面图和剖面图

图示储集层岩相和流体的分布关系（据 JARDINE 等，1977）

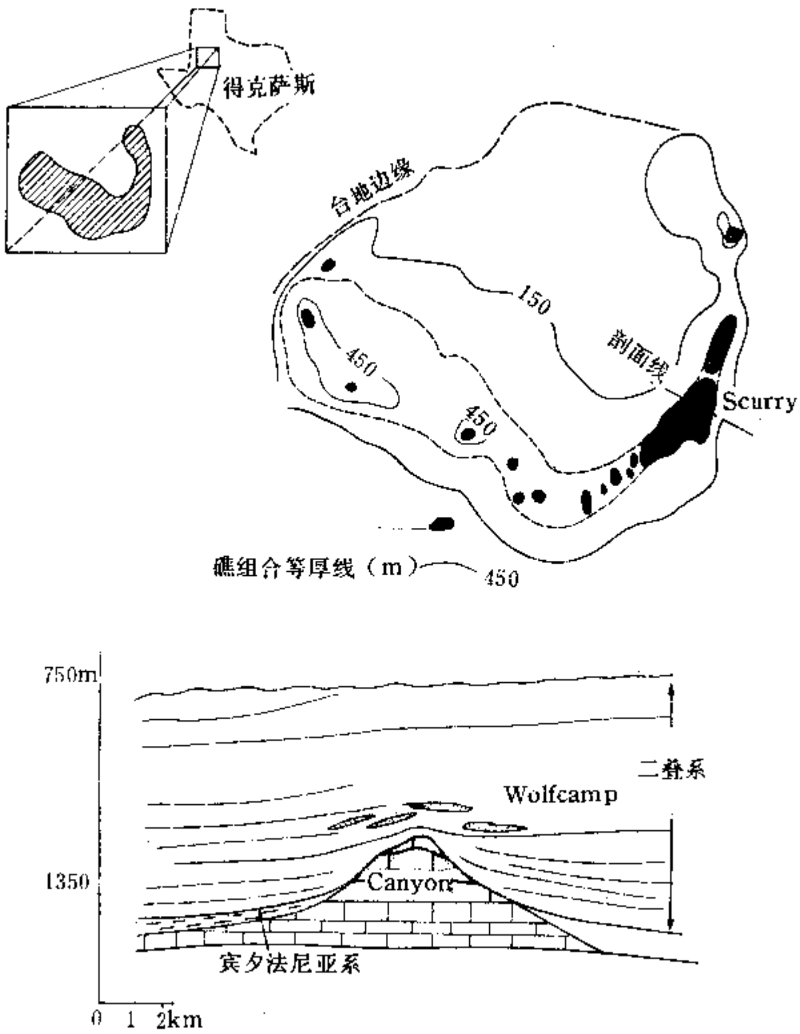


图 119　西得克萨斯 Horseshoe Atoll 礁 Scurry 油田平面图和剖面图（据 VEST，1970）

该礁组合中最大的聚集当推 Scurry 油田，面积 350km^2，具 50%采收率的油柱高度。该油田有 1825 口生产井，分布在 16ha 的勘探网上。储集层的孔隙度和渗透率均中等，分别为 10%和 $30\times10^{-3}\ \mu m^2$。原油比重 0.816（42° API），含硫 0.18%。这个第 1 号油田是在 1948 年，也就是在一个空圈闭上打了第一口井后的 9 年才发现的（据 VEST，1970）。

利比亚 1967 年发现的 Intisar D 油藏是一个古新统的藻和珊瑚组成的圆形礁，直径 5km，高 385m。储集层比较均匀，平均孔隙度 22%，平均渗透率 $85\times10^{-3}\ \mu m^2$，有些储集层达 $500\cdot10^{-3}\ \mu m^2$。圈闭含油高度 290m。原油为石蜡型，比重 0.825（40° API）；原始气油比 90m^3／m^3。原始原地储量估计为 250Mt；到 1978 年底已开采 100Mt，最终采收率估计为 75%（BRADY 等，1979）。

4.3 其它类型油藏和非常规资源

这类油气聚集不属于构造圈闭和地层体系类型，而是由其它地质作用形成的。可分为有一定关连的两大类。

第一类属于其它类型圈闭，即与成岩作用或以压力异常为特征的压力差异和与裂缝作用有关的特殊圈闭因素所形成的聚集，均定义为其它类型的圈闭。盆地深部气的聚集就是这类特殊圈闭的例子，这种聚集是区域范围的，储量相当大。

第二类为油气各种非常规的聚集，常常也是区域性分布的。

不用强调这些不同类型圈闭的极端重要性，因为它们会为未来的勘探开辟一条全新的道路。众所周知，矿物和烃类的富集无一例外，分布的越分散，其量也就越少，也就越昂贵。21 世纪的大部分资源可能属于这些新型的油藏。

4.3.1 其它类型油藏

兹讨论“成岩”圈闭，裂缝圈闭和深盆气藏三种类型。

4.3.1.1 “成岩”圈闭

有些储集层含水部分和含烃部分因胶结作用的突然变化可能造成一些闭合度，使烃类滞留在因构造运动和地层变形造成的不同构造部位。由此形成的油藏是特殊的地层或混合圈闭，有些作者称为“成岩”圈闭（WILSON，1977）。

这些圈闭的形成一般分为三个时期：①原始圈闭，地层的或构造的；②储集层含水部分在油藏周围发生的后期胶结作用；③如此受到胶结堵塞的油藏因后期的构造变形而发生位移并处于不正常的构造部位。

这样，就可能出现各种各样的情况。

最常见的是背斜圈闭发生倾斜，形成“倾斜”或翼部聚集，与水的流动无关（图 120A_1 和 A_2）。

其它的情况可能跟地层尖灭或不整合面的后期变动有关（图 120B_1 和 B_2）。

特殊的成岩圈闭为沥青封堵。这种聚集比较常见于油气显示发育的地区，如加利福尼亚、委内瑞拉、特里尼达岛……等，这些地区的油气已散逸枯竭，故聚集的就非常少。

在富含原油的盆地里，渗透的单斜构造可能被沥青氧化物“封闭”，这就是所谓的开启油藏。如加利福尼亚州圣华金盆地的 Coalinga 和 Midway Sunset 油田。

4.3.1.2 裂缝圈闭

许多油田产自裂缝储集层，其它类型的圈闭也有这种情况。在无构造变形的情况下，使

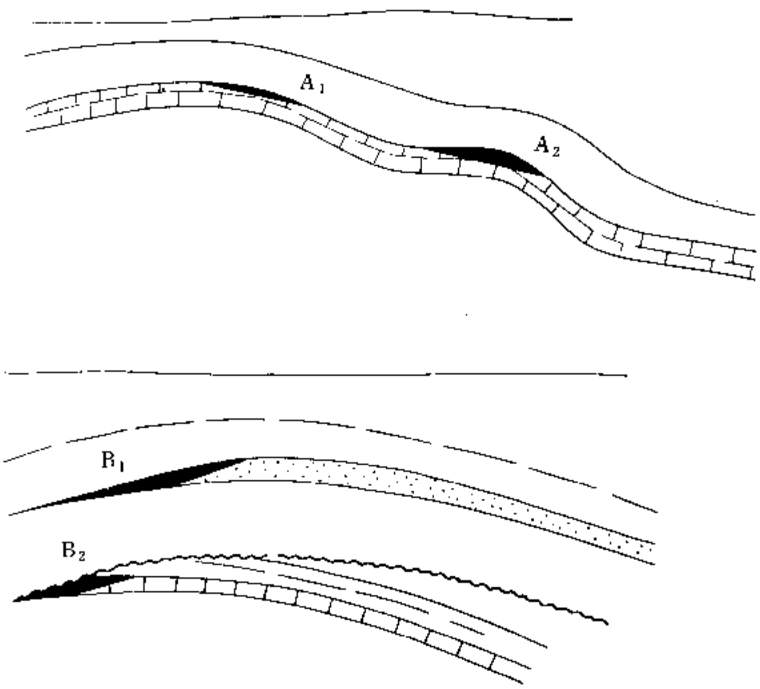


图 120 "成岩"圈闭示意图

岩石变为储集层的裂缝作用也能构成圈闭，如同地层圈闭一样，它是因多孔渗透的地层分布的中断才造成地层圈闭的。

例如，Florence 小油藏（科罗拉多州），油被圈闭在白垩系"Pierre shales"的裂缝带里，该区地层平缓，均未受到构造变形和地层相变的影响。

西得克萨斯 Spraberry 油田的原始储量约 40Mt，为分布 240km 长和 120km 宽（$2500km^2$）的油藏系列。储集层为下二叠统的含砂黑色泥岩、粉砂岩和细砂岩夹层。孔隙度一般小于 10%；渗透率平均约 $0.5\times10^{-3}\mu m^2$，但也有些主要是垂向裂缝改善了储集层的性质的。

火成岩的侵入形成的储油层可以划归裂缝油藏一类，例如，得克萨斯州 Lytton Springs 和 Chapman 油田，储集层为变质的蛇纹岩。

加利福尼亚州的 Edison 油藏是在背斜核部的变质基底由于侵蚀作用形成的。在摩洛哥，Oued Beth 油藏的储集层为断层产生裂缝的变质片麻岩。

尤因塔盆地（犹他州）的 Altamont–Bluebell 油田可以划入局部发育裂缝的其它类型圈闭的油藏（图 121）。这个非常规的油藏是第三系底部裂缝性致密钙质砂岩的渗透尖灭圈闭，它处于超压致密的生油岩组合环境中，含多层产层，埋深在 2400～5200m，局限在面积为 70×25km 范围内。

该油田储集层的性质取决于致密灰岩中垂直开启性裂缝和砂岩基质中约 5%的孔隙度。盖层为高压致密砂岩。原油来自湖相的泥岩。聚集可能是烃类初次运移形成的，它的分布取决于成岩条件：未成熟的重质环烃（30°API）在上部，较轻的石蜡原油（46°API）在深部。地温梯度低，每 30m0.87℃。该油田是一个分散聚集的实例，分布面积 $900km^2$，1974

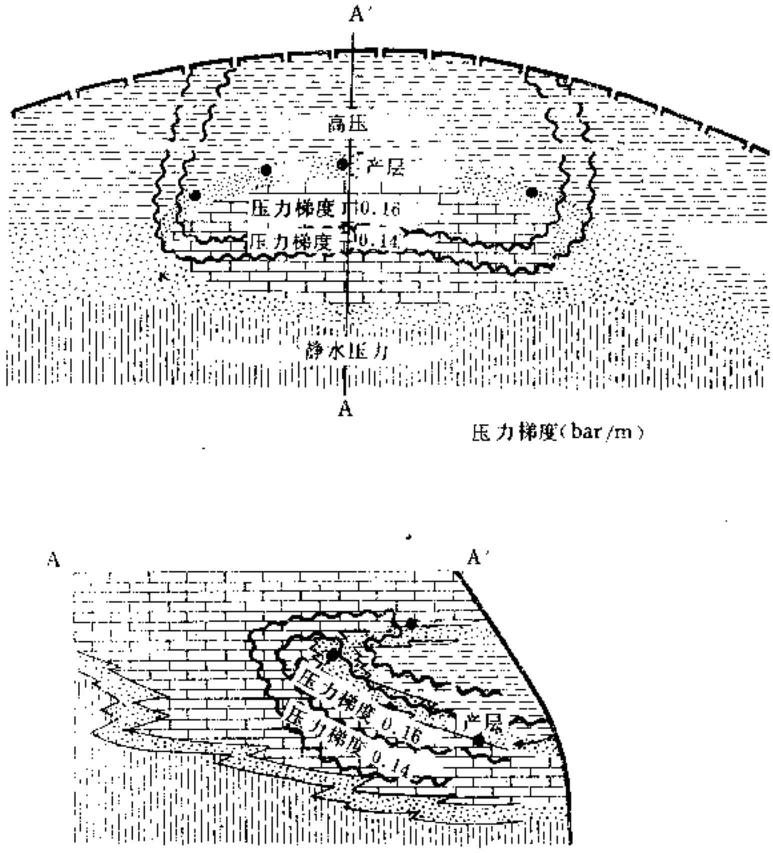


图 121 犹他州尤因塔盆地 Altamont-BlueBell 油藏平面和剖面图（据 LUCAS，1976）

年 210 口井共产油 360000t，指望还能提供 35Mt（据 LUCAS 和 DREXLER，1976）。

4.3.1.3 深盆气藏

有些大规模的气聚集分布在一些盆地深部的向斜部位。它的形成条件有些仍不十分清楚。这里的气富集在低孔渗、含水饱和度较高的砂质地层中，压力小于静水压力。气层侧向上朝岩层上倾方向过渡到多孔的渗透性较好的完全含水的地层，其间既无构造断层也无渗透性的障碍。几公里宽的过渡带把上述的含气区和含水区隔开。整个来讲，气圈闭在低压的孔隙最小的地层中，其边界被势能较高的含水层系所限（图 122 和 123）。泥岩富含正处于深成热解阶段的有机质，从这一点可以认为气分布在活跃的生气带（WELTE 等，1982）。

这些目前认识一致的北美白垩纪盆地（圣胡安、丹佛、艾伯塔）的气藏，其特点是气储量大但产量低。

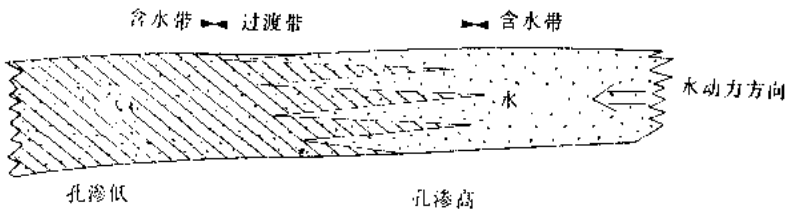


图 122 艾伯塔向斜气垒开启性尖灭圈闭（据 MASTERS，1979）

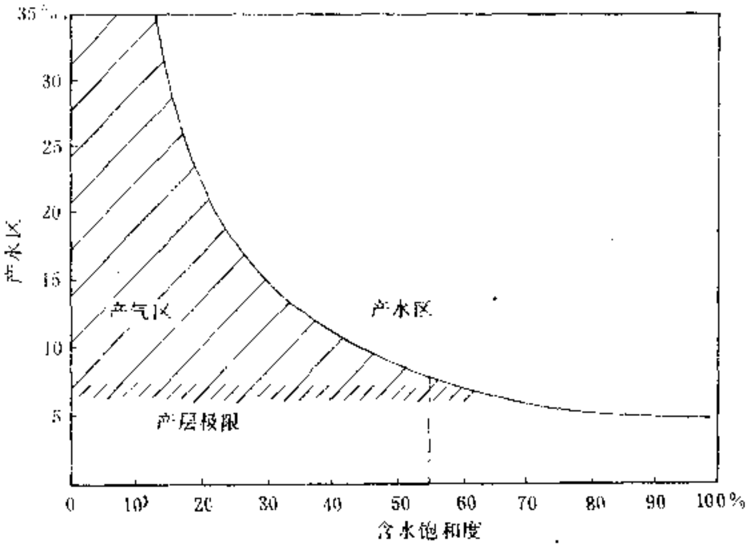


图 123　艾伯塔向斜产气区随孔隙度和含水饱和度的变化图（据 MASTERS，1979）

圣胡安盆地

在面积约 10000km^2 的盆地中心向斜，厚度 1500m 的白垩系砂岩含约 700Gm^3 气。砂岩储集层在产气区的孔隙度为 10%，渗透率为 1～2×10^{-3} μm^2，向上倾方向通过过渡带到含水边缘区的孔隙度为 20%，渗透率 15×10^{-3} μm^2。有些作者认为，盆地南翼的水动力梯度有利于对气的圈闭（图 124）。

艾伯塔向斜

该向斜的中生界从东到西，由厚度不大的（300m）、孔隙度（20～25%）和渗透率（大于 50×10^{-3} μm^2）均较高的地台沉积，很快过渡到厚度大的（大于 4000m）、孔隙度（10～15%）和渗透率（1～10×10^{-3} μm^2）均较低的泥质层系。同时，含水层的电阻率平均为 20Ω 过渡到深部含气层系的 200Ω，也就是电阻率随孔隙度呈反向变化。从深度约 1000m 开始，（接近盆地相的中生界），毫无例外都饱含气。在近 70000km^2 面积上其含气体积大于 125000km^3。储集层性质变化更

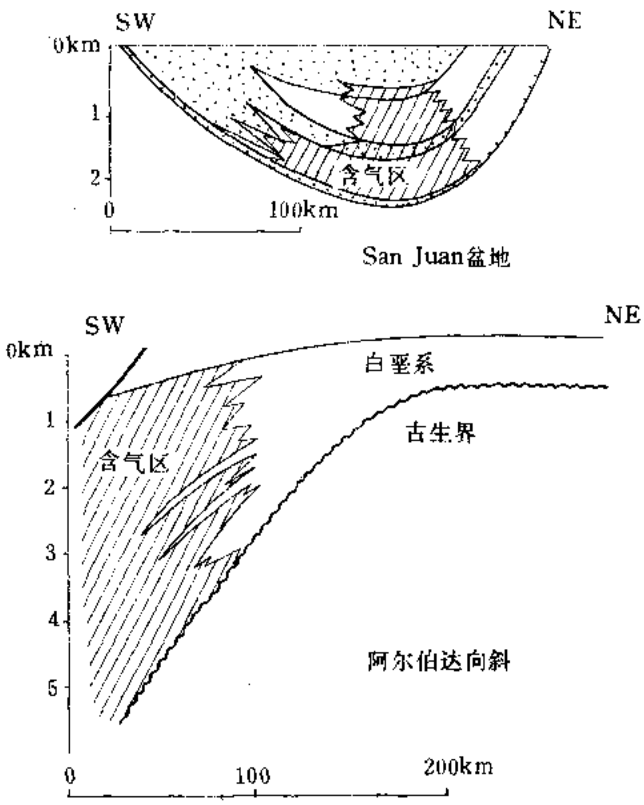


图 124　艾伯塔盆地和圣胡安盆地气层分布剖面示意图（据 MASTERS，1979）

有利于形成富集和开发区，即人们能够确认的气田区。这样圈闭起来的气体积高达 $12000Gm^3$，可开采的为 $4000Gm^3$，折合每千立方英尺❶的气为 2 美元（按每兆卡 3.4 法分和 1 美元=4.40 法朗计算）。每口井产量平均为每天 $120000m^3$，在最好地区，这个产量还可乘上 4 倍（为 $450000m^3/d$）。

在艾伯塔向斜的南东，Milk River 气田也是同类型的圈闭，储量为 $250Gm^3$，储集层的孔隙度 15%，渗透率 1md，平均含水饱和度为 45%（据 MASTERS，1979）。

4.3.2 非常规的烃类聚集

油和气一般是成藏分布的，今天的技术水平只能对油气这样的天然聚集进行开采。通常采用有限的规模和常规的方法来确定这些聚集的烃类。但是，油和气也会按例外的方式进行分布，因为呈分散状富集起来的油气也能拥有相当大的体积。

4.3.2.1 *沥青砂*

最重要的聚集和比较易开采的是重质油，例如沥青砂中的重质油，比重 0.93～1（6～20°API）。这种原油常是未成熟的产物，但也是地表附近降解的烃类。根据常见的烃类特点，这些聚集可能原来是在地层和构造的综合作用下按常规烃类被圈闭起来的，尤其多见于广阔的三角洲地区。

在大多数情况下，这些储集层属于性质好的河流砂岩。例如在艾伯塔和委内瑞拉那样的大聚集中，这类砂岩的盖层为海进泥岩。三角洲层系的分布范围可以允许油气通过二次运移进行广泛的聚集，而且这样的二次运移距离可达百公里之远。

主要聚集

据目前所知，约有 16 个聚集含约 320Gt 原地石油（也就是相当于原地探明的常规原油储量），9／10 集中分布在艾伯塔的北部和委内瑞拉的 Orénoque 沥青带。

西加拿大的这类聚集，如 Peace River、Cold Lake、Lloydminster、Wabasca、Athabasca 等，均圈闭在白垩系砂岩的单斜里，约拥有原地储量 100Gt（参阅第三篇第 3 章）。

东委内瑞拉的 Orénoque 沥青带，与加拿大的沥青带相当类似，它分布在圭亚那地盾边缘的一个白垩纪三角洲层系里，原地石油储量估计为 100～260Gt。

第三个聚集位于苏联乌拉尔—伏尔加的 Melekess 凹陷；原地储量可能是 18Gt，分布于 Kazan 和 Kouibichev 之间约 $11000km^2$ 的面积里。3／4 的石油圈闭在 Tatar 地垒南翼上二叠统的三角洲层系里。

苏联在西伯利亚还拥有另外两个大的聚集：Olenek 聚集，也是二叠系砂岩（1.2Gt）；Sihgir 聚集，为寒武系碳酸盐岩（2Gt）。

在美国的犹他州，沥青砂分布在："沥青三角"的二叠系砂岩里（2.4Gt），很可能源自"Phosphoria"组；白垩系和始新统的三角洲砂岩里（1.7Gt）；另外在加利福尼亚的 Santa Barbara 盆地的中—上新统砂岩里也有这类聚集。

已知的其它聚集有：加拿大的北极区，Ilede Melville，马达加斯加 Bemolanga 的三叠系砂岩（包括里阿斯统的砂岩）以及阿尔巴尼亚 Selenizza 的中新统透镜体砂岩（据 DEMAISON，1977；CHILIN—GARIAN 和 YEN，1978）。

4.3.2.2 *油页岩*

---

❶1 立方英尺（ft^3）$=2.831685\times10^{-2}m^3$。——校者注

通常把特别富含多少有些变质的有机质的泥质岩（有时为碳酸盐岩）定义为油页岩。通过热解油页岩，可把岩石中的干酪根转化成石油产物。热解作用时，每克岩石约需250cal❶，要求有机质含量的下限值在2.5%左右或与热解作用所需的燃烧等量，因为干酪根的热卡值约每克10000cal。

根据这种岩石的体积及其有机质的丰度，它构成的烃类资源潜力很大，估计原地烃类的潜在含量约530Gm^3（BURGER，1973）。

主要的油页岩矿藏分布在古生代和中生代的陆缘海沉积里，或分布在以第三纪为主的湖泊沉积里。最大的油页岩矿床有Piceance（科罗拉多州）、Green River和Washakie（科罗拉多州）、尤因塔（犹他州）……等盆地的始新统Green River组的湖相沉积油页岩。它们的面积共有65000km^2，厚度1～600m。它是一些白云质泥灰岩，含8～50%以藻成因为主的有机质，原地远景储量估计约350Gt原油。

加利福尼亚州中新统和上新统Monterey和Sisquoc的Diatomees泥岩分布近8000km^2，远景储量约7Gt原油，其中有140Mt高质量原油出露了地表。

泥盆系和密西西比系的黑色泥岩，覆盖美国东部和中部地区的面积约650000km^2，厚度3000m，在这个面积和厚度范围内，含有机质5～25%的岩层厚度可达250m。在这些油页岩最发育的地区，低潜量的含约30Gt原油；在不发育地区含100t。

世界第二条油页岩聚集带在巴西Irati的二叠系，总潜在储量约120Gt原油。

斯堪的纳维亚地盾周边（瑞典等波罗的海国家）的下古生界蕴藏着丰富的油页岩，已经开采，特别是Kukersite的有机质含量达40%。

侏罗—白垩系的一些重要的油页岩矿藏在满洲里是和煤一起开采的。

其它一些次要的已知油页岩矿床分布在撒哈拉的志留系，美国东部一些盆地的泥盆系，澳大利亚（油页岩和塔斯马尼亚煤）和南非的石炭—二叠系，扎伊尔的三叠系，西欧的上下侏罗系以及阿拉斯加和加拿大的侏罗系和白垩系。

4.3.2.3 地压气

在其它非常规资源方面，人们也开始注意到气了，首先是高压深层水溶气，也称为地压气。

众所周知，深部水层是含有甲烷气的，其数量随压力而迅速增大。当这些水被载到地表时会象通常见到"汽水"那样释放气。据计算，水溶气的体积在6000m时可达每m^{3}水含17m^{3}气，在10000m时，含170m^{3}气。因此，如湾岸等这些盆地，400000km^{2}的面积可能含1400Tm^{3}以上的气资源，如果证实这些在裂缝里呈气泡分布的游离气是从含水层释放出来的话。今后，有些4000m深的井约每m^{3}水产9m^{3}气，或相当于日产280m^{3}水就有约2500m^3/d气的产量。

4.3.2.4 甲烷的水合物

气的其它重要来源为寒冷地区的甲烷水合物，气是呈水合物的固态形式保存起来的，分布在大洋底部的沉积层里。尤其多见于北极区，这里的永久冻土成为有效的盖层。据初步估计，其体积相当大，约$50\cdot10^{15}$m^{3}以上（据HODGSON，1978）。

以上这些非常规的聚集想必只能以不同于常规烃类矿床的条件进行勘探开发，对这些勘探程度很低的资源进行远景评价时应该考虑到其投资会相当大。

❶1cal=4.1868J，下同。——校者

结　论

石油勘探的中心内容是圈闭，它是一个封闭区，其生油潜力一般比邻区低。每个烃类矿床都属于一个圈闭，很明显，相反的情况是不存在的。

圈闭通常可分为构造的和其它的，在后者中以地层圈闭最为常见。构造圈闭，其中又以穹隆和背斜为数量最多，也最重要，因而也是最容易发现的。但越来越明显的是，圈闭作用更多的是动力学问题而不是几何学的问题，而沉积的、水动力的和地质动力学的因素，还有圈闭在盆地中的位置以及地质时间的因素等，常常要比圈闭本身的结构系统起到更为重要的作用。

对于褶皱和／或断陷盆地来讲，不管其变形原因如何，构造圈闭表现比较明显。

沉积期间比较稳定的盆地，它的储集层和含水层因而也就比较均质，这样，它的烃类表现为多富集在构造圈闭里。

对于自沉积以来就不稳定的盆地来讲，因其构造圈闭过多，所以烃类常常是分散的。

地层圈闭在比较稳定和构造平缓的盆地里反而居优势。地层圈闭在砂泥岩层系和碳酸盐岩层系里均表现为岩相明显的变化或者是一个有利于形成承压的封闭系统的力学环境。在这两种情况下，圈闭的大小决定了烃类聚集的类型。

在盆地里缺少地层圈闭时，不应该认为地层因素对圈闭的重要性就不大了；相反，沉积作用对油气分布影响不大的情况却非常少见。不管如何，沉积作用的分析要先于构造研究。

其它类型和非常规的圈闭，在定义上较难确定其地质动力学的位置。唯一的一个事实便是这类圈闭构成了有时是相当大的烃类矿藏，仅仅这点，就应该使我们认识到有些烃类可以聚集在常规圈闭（目前乃是我们勘探的主要目标）以外的地方，因此我们应时常对有关勘探方面的大胆设想加以验证。

烃类会自行圈闭在它所遇到的最初封闭的地层里，这是地层圈闭有利的一方面。当盆地沉降作用很快时，就有同沉积期的构造圈闭，油气会自行圈闭在生油岩附近。当盆地表现为比较稳定而且出现一些地层尖灭时，其中以不整合面形成的区域楔形体最为有利，则这些楔形体会捕集到有时很大的原始的油气聚集。在没有后期构造变形引起的流体重新运动的情况下，这些原始聚集起来的油气将得到保存。

当这种情况的盆地发生后期褶皱时，油和气会重新运动并圈闭在构造里。在这种情况下，地层因素也应起到重要的作用，但不是唯一的，可以根据古地理，利用地层因素来确定烃类在构造中分布的最优位置。

这些烃类矿床实际上是圈闭和烃类运动的匹配结果。重要的是圈闭要处于烃类运移的通道上和流体迁移时存在一个封闭区。早期形成的圈闭有更多的机会与油气初次运移时期相衔接，也可以说较早期的圈闭最有可能储存到后期生成的烃类，因为在这期间能够造成空圈闭的危险性只有一个原因，油气的散失和被冲刷。

换句话说，尽管每一个圈闭区都有特殊的情况，但都应该承认有一般的评价概念，这就是，对一个圈闭的评价，只能把它置于在空间上与生油岩的位置进行比较，在时间上与油气生成期对比，同时尽可能确切地分析形成烃类矿床各个阶段的相对年代，这样才能确定一个圈闭的意义。

参 考 文 献

ABRAHAM, H. (1960). – Asphalts and allied substances, 1. – Van Nostrand, Princeton N. J., 6th ed., 370 pp.

ALESKESEYEV, F. A. (1974). – Zonality in oil and gas formation in the Earth's crust based on isotope studies. – *Geol. Nefti i Gaza*, **4**, 62-67.

ALLEN, G. P., LAURIER, D. & THOUVENIN, J. (1979). – Etude sédimentologique du delta de la Mahakam. – *Notes Mém. Comp. franç. Pétroles*, **15**, 156 pp.

ARPS, J. J. (1964). – Engineering concepts useful in oil finding. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **48**, 2, 157-165, 7 fig.

ATWATER, G. I. & MILLER, E. E. (1965). – The effect of decrease in porosity with depth on future development of oil and gas reserves in South Louisiana. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **49**, 334 (abstract).

BAILEY, N.J.L., JOBSON, A.M. & ROGERS, M.A. (1973). – Bacterial degradation of crude oil: comparison of field and experimental data Chem. – *Geology*, **2**, 203-221.

BAKER, E.G. (1962). – Distribution of hydrocarbons in petroleum. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **46**, 1, 76-84.

BALDUCCHI, A. & POMMIER, G. (1970). – Cambrian oil field of Hassi Messaoud, Algeria. – *Mem. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **14**, 477-488, 19 fig.

BARK E., van den & THOMAS, O. (1980). – Ekofisk: First of the giant oil fields in Western Europe. – *Mem. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **30**, 195-224, 26 fig.

BARKER, C. & KEMP, M.K. (1979). – Natural gas stability in deep subsurface. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **63**, 3, 414 (abstract).

BARNETCHE, A. & ILLING, L.V. (1956). – The Tamabra limestone of the Poza Rica oilfield. – *Int. geol. Congr.*, 20th Sess. (Mexico).

BARTENSTEIN, H. & TEICHMÜLLER, R. (1974). – Inkohlung und Erdöl. – Fortschr. Geol. Rheinld. Westf., **24**. Trad. franç. P. ROBERT: Houillification et pétrole. – *Bur. Rech. géol. min.*, n° 5477, 220 pp.

BEBOUT, D.G. (1979). – Secondary carbonate porosity. Zelten field, Libya. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **63**, 3, 416 (abstract).

BERG, R.R. (1975). – Capillary pressures in stratigraphic traps. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **59**, 6, 939-956.

BERG, R.R. (1979). – Reservoir morphologies for Gulf Coast turbidite Sandstones, Texas. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **63**, 3, 418-419 (abstract).

BESSAGUET, J. & MARTIN, B. (1977). – Évolution de l'interprétation du champ albien de Cazaux au cours de son exploitation. – *Pétrole et Techniques*, févr., **241**, 21-35.

BILY, C. & DICK, J.W.L. (1974). – Naturally occurring gas hydrates in the Mackenzie Delta NWT. – *Bull. Canad. Petroleum Geol.*, **22**, 3, 340-352, 12 fig.

BLEAKLEY, W.B. (1968). – How an old giant is faring. – *Oil and Gas J.*, 1st July, 101-109, 8 fig.

BOIGK, H. (1981). – Erdöl und Erdölgas in der Bundesrepublik Deutschland. – Enke, Stuttgart, 313 pp.

BORGER, H.D. (1952). – Case history of Quiriquire field, Venezuela. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **36**, 12, 2291-2330.

BOWEN, J.M. (1975). – The Brent field. *In*: WOODLAND, A.W. (ed.): Petroleum and the continental shelf of northwestern Europe, **1**, *Geology*, 353-362. Applied Science Publ.

BRADY, T.J., CAMPBELL, N.D.J. & MAHER, C.E. (1979). – Intisar « D » oil field. Libya. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **63**, 3, 423 (abstract).

BRUCE, C.J. & PARKER, E.R. (1975). – Structural features and hydrocarbon deposits in the Mackenzie Delta. – Proc. 9th World Petroleum Congr. (Tokyo), **2**, 251-261, 8 fig.

BUNGENER, J.A. (1969). – Le champ de gaz de Groningen. – *Rev. Assoc. franç. Techn. Pétrole*, **196**, 19-32, 14 fig.

BUSCH, D.A. & GOVELA, S.A. (1978). – Stratigraphy and structure of Chicontepec turbidites, southeastern Tampico-Misantla Basin, Mexico. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **62**, 2, 235-246, 9 fig.

CASSAN, J.P. (1978). – Sédimentogenèse et diagenèse des réservoirs anciens. – Rapp. interne SNEA(P).

CELSO-PONTE, F., DOS REIS FONSECA, J. & CAMARRA MORALES, R. (1977). – Petroleum Geology of Eastern Brazilian continental margins. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **61**, 9, 1470-1482, 19 fig.

CHAPMAN, R.E. (1972). – Primary migration of petroleum from clay source rocks. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **56**, 11, 2185-2191, 5 fig.

CHEVILLY, F. de, COLO, G., HENRY, G., NICOLAÏ, A., QUOIX, J. & WINNOCK, E. (1969). – Le champ de gaz de Meillon-Rousse et la structure profonde de l'anticlinal de Pau. – *Rev. Inst. franç. Pétrole*, **24**, 5, 564-578, 14 fig.

CHIARELLI, A. (1970). – L'hydrodynamisme, ses applications dans la recherche pétrolière. – *Rev. Inst. franç. Pétrole*, **25**, 9, 1015-1036, 10 fig.

CHIARELLI, A. (1973). – Étude des nappes aquifères profondes. – Contribution de l'hydrogéologie à la connaissance d'un bassin sédimentaire et à l'exploration pétrolière. – Thèse Univ. Bordeaux I.

CHIARELLI, A. (1979). – Évaluation des possibilités de conservation des gisements d'hydrocarbures par utilisation conjointe de données hydrodynamiques et hydrochimiques. – *Bull. Centres Rech. Explor.-Prod. Elf-Aquitaine*, **3**, 1, 213-221, 1 fig.

CHIARELLI, (1980). – Evaluating basin potential: don't forget fluid geology. – *World Oil*, **191**, 5, 145-153.

CHIARELLI, A. & ROUCHET, J. du (1977). – Importance des phénomènes de migration verticale des hydrocarbures. – *Rev. Inst. franç. Pétrole*, **32**, 2, 189-203, 14 fig.

CHILINGARIAN, G.H. & YEN, T.F. (ed.) (1978). – Bitumens, asphalts and tar sands. – Elsevier, Amsterdam, 331 pp.

CLARET, J., TCHIKAYA, J.B., TISSOT, B., DEROO, G. & VAN DORSSELAER, G. (1977). – Un exemple d'huile biodégradée à basse teneur en soufre ; le gisement d'Emeraude, Congo. – *In* : CAMPOS, R. & GONI, J. (ed.) : Advances in organic geochemistry 1975, 509-522, Madrid.

CLARET, J., JARDINÉ, S. & ROBERT, P. (1981). – La diversité des roches mères pétrolières. – *Bull. Centres Rech. Explor.-Prod. Elf-Aquitaine*, **5**, 2, 383-417, 13 fig., 1 tabl., 2 pl.

CLAYPOOL, G.E. & KAPLAN, I.R. (1974). – The origin and distribution of methane in marine sediments, 99-140. – Plenum Press, London.

CLAYTON, J.L. (1977). – Preliminary report : petroleum geochemistry of the Denver Basin. – Rocky Mt. Assoc. Geol. Fall Field Conf. Guidebook, 223-233.

CLAYTON, J.L. & SWETLAND P.J. (1980). – Petroleum generation and migration in Denver basin. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **64**, 10, 1613-1633, 18 fig.

COLEMAN, M.L., CURTIS, C.D. & IRWIN, H. (1979). – Burial rate, a key to source and reservoir potential. – *World Oil*, March, 83-92, 4 fig.

COLMAN-SADD, S.P. (1978). – Fold development in Zagros simply folded belt, SW Iran. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **62**, 6, 984-1003, 16 fig.

COMBAZ, A. (1973). – La matière algaire et l'origine du pétrole. – Actes 6ᵉ Congr. int. Géoch. organ., 423-438, 5 fig.

COMBAZ, A. & MATHAREL, M. de (1978). – Organic sedimentation and genesis of petroleum in Mahakam Delta, Borneo. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **62**, 9, 1684-1695, 11 fig.

COMBAZ, A. (1975). – Essai de classification des roches carbonées et des constituants organiques des roches sédimentaires. – *In* : Pétrogr. mat. org. (Colloque Paris, 1973), 93-101, Centre nat. Rech. sci., Paris.

COMBAZ, A. (1980). – Les Kérogènes vus au microscope. – *In* : DURAND, B. (éd.) : Kerogen, 55-111, 8 fig., 10 pl. *Technip*, Paris.

CONNAN, J. (1974). – Time temperature relation in oil genesis. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **58**, 12, 2516-2521, 3 fig.

CONNAN, J. (1981). – Un exemple de biodégradation préférentielle des hydrocarbures aromatiques dans les asphaltes du bassin Sud-Aquitaine. – *Bull. Centres Rech. Explor.-Prod. Elf-Aquitaine*, **5**, 1, 151-171, 9 fig.

CONNAN, J. & VAN DER WEIDE, B. (1969). – Intérêt géochimique de l'étude des paraffines dans les pétroles et extraits de roche. – Rapp. inédit SNPA.

CONNAN, J., CASSOU, A.M. & VAN DER WEIDE, B. (1978). – Kerogen maturity and gas/oil properties in shale – sandstone sequences. – Indonesian Petrol. Assoc. ann. Conv. (preprint).

CONNAN, J. & VAN DER WEIDE, B.M. (1978). – Thermal evolution of natural asphalts. – *In* : CHILINGARIAN & YEN (ed.) : Bitumens, asphalts and tar sands, 27-55, 10 fig. Elsevier, Amsterdam.

CONNER, D. C., PETERSON, K. E. & WILLIAMS, J. J. (1975). – The Piper oil fiel, UK North Sea : a fault block structure with Upper Jurassic beach/bar reservoir sands. – *In* : WOODLAND, A. W. (ed.) : Petroleum and the Continental shelf of NW Europe, **1**, 363-78. Applied Science Publ., London, Barking.

CONYBEARE CEB (1976). – Geomorphology of oil and gas fields in sandstone bodies. – *In* : Development in Petroleum Science, **4**, Elsevier, Amsterdam.

COOK, T.D. (1979). – Exploration history of South Texas Lower Cretaceous carbonate platform. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **63**, 1, 32-49, 22 fig.

COPELIN, E.C. (1979). – Crude oil-like hydrocarbons in recent sediments of Santa Barbara Basin. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **63**, 3, 436 (abstract).

CORDELL, R.J. (1972). – Depths of oil origin and primary migration : a review and critique. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **56**, 10, 2029-2067, 5 fig., 6 tableaux.

CORDELL, R.J. (1973). – Colloidal soap as proposed primary migration medium for hydrocarbons. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **57**, 9, 1618-1643.

CORDELL, R.J. (1976). – How oil migrates in clastic sediments. – *World Oil*; Part 1 : Nov., 207-226, 3 fig.; Part 2 : Dec., 76-80, 5 fig.

CORDELL, R.J. (1977). – How oil migrates in clastic sediments. – *World Oil*; Part 3 : Jan., 97-200, 3 fig.; Part 4 : Feb., 36-38, 3 fig.

CURTIS, B.F. and Sandstone Res. Comm. (1961). – Characteristics of sandstone reservoirs in United States. – *In* : PETERSON, J.A. & OSMOND, J.L. (ed.) : Geometry of sandstone bodies, 208-219, 8 fig., *Mem. amer. Assoc. Petroleum Geol.*

CURTIS, D.M. (1980). – Paleotectonic settings for petroleum source rocks. – Int. geol. Congr., 26th Sess., Paris, Coll. **C 2**, 215-222.

DAILLY, G.C. (1976). – Pendulum effect and Niger Delta prolific belt. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **60**, 9, 1543-1549.

DEBYSER, J. & DEROO, G. (1969). – Faits d'observation sur la genèse du pétrole. – *Rev. Inst. franç. Pétrole*, **24**, 1, 21-48, 10 fig., 3 tabl. et **24**, 2, 151-174, 20 fig.

DEMAISON, G.H. (1977). – Tar sands and supergiant oil fields. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **61**, 11, 1950-1961, 9 fig.

DICKEY, P.A. (1975). – Possible primary migration of oil from source rock in oil phase. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **59**, 2, 337-344.

DOW, W.G. (1978). – Petroleum source beds on continental slopes and rises. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **62**, 9, 1584-1606, 22 fig.

DUNNINGTON, H.V. (1958). – Generation, migration, accumulation and dissipation of oil in northern Iraq. – *In :* WEEKS, L.G. (ed.) : Habitat of Oil, 1194-1251, 22 fig., Amer. Assoc. Petroleum Geol.

DURAND, B. & OUDIN, J.L. (1979). – Exemple de migration des hydrocarbures dans une série deltaïque : le delta de la Mahakam, Kalimantan, Indonésie. – Proc. 10th World Petroleum Congr. (Bucharest), **2**, 3-11, 8 fig. (publ. 1981).

DURAND, B. (1980). – Kerogen. *Technip, Paris,* 519 pp.

ELF AQUITAINE (1977). – Essai de caractérisation sédimentologique des dépôts carbonatés. 2. Éléments d'interprétation. 231 p., 76 fig. – Elf-Aquitaine, Boussens et Pau.

ELZARKA, M.H. (1975). – Geochemical relations of fluids in oil fields of Gulf of Suez. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.,* **59**, 9, 1667-1675, 4 fig., 6 tableaux.

ERDMAN, J. G., MORRIS, D. A. & SMITH, J. E. (1971). – Migration, accumulation and retention of petroleum in the earth. – Proc. 8th World Petroleum Congr. (Moscow), **2**, 13-26.

EVAMY, D.O., HAREMBOURE, J., KAMERLING, P., KNAAP, W.A., MOLLOY, F.A. & ROWLANDS, P.H. (1978). – Hydrocarbon habitat of Tertiary Niger Delta. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.,* **62**, 1, 1-39, 28 fig.

EVANS, C.R., McIVOR, D.K. & MAGARA, K. (1975). – Organic matter, compaction history and hydrocarbon occurrence, Mackenzie Delta. – Proc. 9th World Petroleum Congr. (Tokyo), **2**, 149-157, 8 fig.

EXUM, F.A. & HARMS, J.C. (1968). – Comparison of marine-bar with valley-fill stratigraphic traps, Western Nebraska. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.,* **52**, 10, 1851-1868, 20 fig.

FREY, M.G. & GRIMES, W.H. (1970). – Bay Marchand-Timbalier Bay, Caillou Island, salt complex, Louisiana. – *Mem. amer. Assoc. Petroleum Geol.,* **14**, 277-291, 11 fig.

GAMBHIR, S.C. (1976). – Pattern of accumulation and composition of oils in Mehsana area of Cambay Basin, India. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.,* **60**, 9, 1550-1561, 6 fig.

GATEWOOD, I.E. (1970). – Oklahoma city field – anatomy of a giant. – *Mem. amer. Assoc. Petroleum Geol.,* **14**, 223-254, 27 fig.

GHIGNONE, J.I. & ANDRADE, G. de (1970). – General geology and major oil fields of Reconcavo Basin, Brazil. – *Mem. amer. Assoc. Petroleum Geol.,* **14**, 337-358, 12 fig.

GILLESPIE, J. (1967). – The geology of the Sarir oil field, Sirte basin, Libya. – Proc. 7th World Petroleum Congr. (Mexico), **2**, 181-193, 7 fig.

GUSSOW, W.G. (1954). – Differential entrapment of oil and gas : a fundamental principle. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.,* **38**, 5, 816-853, 17 fig.

GUSSOW, W.C. (1972). – The East Texas field – a new interpretation. – *Int. geol. Congr., 24th Sess., Canada (Montreal),* **5**, 82-91, 1 fig.

HALBOUTY, M.T. & HARDIN, G.C. (1959). – A geological appraisal of present and future exploration techniques on salt domes of the Gulf region. – Proc. 5th World Petroleum Congr. (New York), **2**, 95-108, 7 fig.

HALBOUTY, M.T., DOTT, R.H., SR., HALBOUTY, M.T., KING, R.G., KLEMME, H.D. & MEYERHOFF, A.A. (1970). – World's giant oil and gas fields, geologic factors affecting their formation and basin classification. – *Mem. amer. Assoc. Petroleum Geol.,* **14**, 502-525, 9 fig., 15 tabl.

HACQUEBARD, P.A. (1977). – Rank of coal as index of organic metamorphism for oil and gas in Alberta. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.,* **61**, 5, 791 (abstract).

HAWKINGS, T.J., HATLEDID, W.G., BOWERMAN, J.N. & COFFMAN, R.C. (1976). – Taglu gas field, Beaufort basin, NW Territories. – *Mem. amer. Assoc. Petroleum Geol.,* **24**, 51-71, 30 fig.

HEDBERG, H.D. (1964). – Geologic aspects of origin of petroleum. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.,* **48**, 11, 1755-1803.

HEDBERG, H.D. (1967). – Geologic controls on petroleum genesis. – *Proc. 7th World Petrol. Congr. (Mexico),* **2**, 3-11.

HEDBERG, H.D. (1974). – Relation of methane generation to undercompacted shales, shale diapirs and mud volcanoes. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.,* **58**, 4, 661-673.

HEDBERG, H.D. (1979). – Methane generation and petroleum migration. – *Oil and Gas J.,* **77**, 19 (May 7), 186-192, 5 fig.

HERITIER, F.E., LOSSEL & WATHNE, E. (1980). – Frigg field – Large submarine – fan trap in Lower Eocene rocks of the Viking graben. – *Mem. amer. Assoc. Petroleum Geol.,* **30**, 59-79, 18 fig.

HILL, M.L. (1956). – Oil in California. – *In :* Symposium yacimientos petroleo. – Int. geol. Congr., 20th Sess., Mexico, **3**, 157-188, 15 fig.

HOBSON, G.D. & TIRATSOO E.N. (1975). – Introduction to petroleum geology. – Scientific Press Ltd., Beaconsfield, 300 pp.

HOOD, A., GUTJAHR, C.C.M. & HEACOCK, R.L. (1975). – Organic metamorphism and the generation of petroleum. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.,* **59**, 6, 986-996, 7 fig.

HORTENBACH, R. von (1977). – Drucklösungserscheinungen in Karbonaten und ihre Bedeutung. – *Z. geol. Wiss.,* **5**, 5, 617-621.

HRISKEVICH, M.E. (1967). – Middle Devonian reefs of the Rainbow region of northwestern Canada, exploration and exploitation. – Proc. 7th World Petroleum Congr. (Mexico), **3**, 733-763.

HUBBERT, K. (1953). – Entrapment of petroleum under hydrodynamic conditions. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.,* **37**, 6, 1954-2026, 44 fig.

HUGHES, D.J. (1968). – Salt tectonics as related to several Smackover fields along the northeast rim of the Gulf of Mexico Basin. – Gulf Coast Assoc. geol. Soc., 18th ann. Meet., **18**, 320-330, 8 fig.

HUMPHRIS, C.C. Jr. (1979). – Salt movement on continental slope, Northern Gulf of Mexico. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.,* **63**, 5, 782-798, 15 fig.

HUNT, J.M. (1977). – Distribution of carbon as hydrocarbon and asphaltic compounds in sedimentary rocks. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **61**, 1, 100-104.

HUNT, J.M. (1979). – Petroleum geochemistry and geology. – Freeman, San Francisco, 615 pp.

JAMISON, H.C., BROCKETT, L.D. & McINTOSH, R.A. (1980). – Prudhoe Bay – a 10 year perspective. – *Mem. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **30**, 289-314, 22 fig.

JARDINE, D., ANDRELOS, D.P., WISHART, J.W. & YOUNG, J.W. (1977). – Distribution and Continuity of Carbonate Reservoirs. – *J. Petroleum Technol.*, July, 873-885.

JONES, H.P. & SPEERS, R.G. (1976). – Permo-Triassic reservoirs of Prudhoe Bay field, North Slope, Alaska. – *Mem. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **24**, 23-50, 26 fig.

JONES, R.W. (1981). – Some mass balance and geological constraints on migration mechanisms. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **65**, 1, 103-122, 11 fig.

KANTSLER, A.J., SMITH G.C. & COOK A.C. (1978). – Lateral and vertical rank variation : implication for hydrocarbon exploration – *Austral. Petroleum Explor. Assoc. J.*, **18**, 143-156.

KATZ, D.L., CORNELL, D., KOBAYASHI, R., POETTMANN, F.H., VARY, J.A., ELENBAAS, J.R. & WEINAUG, CH.F. (1959) Handbook of natural gas engineering. – MacGraw Hill, New York.

KENT, R.E. & WALMSLEY, P.J. (1970). – North Sea progress. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **54**, 1, 168-181, 11 fig.

KENT, P. & WARMAN H.R. (1972). – An environmental review of the world's richest oil bearing region : The Middle East. – Int. geol. Congr., 24th Sess., Canada (Montreal), **5**, 142-152, 1 fig.

KING, R.E. (1971). – Prospects for large increases in world hydrocarbon reserves from stratigraphic traps. Proc. 8th World Petrol. Congr. (Moscow), **2**, 221-226.

KIRLAND, D.W. & EVANS, R. (1981). Source rock potential of evaporitic environment. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **65**, 2, 181-190, 4 fig.

KLEMME, H.D. (1972). – Heat influences sizes of oil giants. – *Oil and Gas J.*, July 1 : 136-144 and July 24 : 76-78.

KLOVAN, J.E. (1974). – Development of western Canada Devonian reefs and comparison with Holocene analogues. *Bull amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **58**, 5, 787-799, 17 fig.

KOZERUBA, V.V. (1969). – The formation of pools due to the lateral migration of fluids. – *In* : Selected lectures on petroleum exploration, **1**, 62-77, 6 fig. Dehra Dun. (India).

KUBLER, B., BETRIX, M.A. & MONNIER, F. (1979). – Les premiers stades de la diagenèse organique et de la diagenèse minérale. – *Bull. Ver. Schweiz. Petroleum-Geol. u. Ing.*, **45**, 108, 1-22.

KÜBLER, B. (1980). – Quelques aspects de la géochimie organique dans la prospection des hydrocarbures. Int. geol. Congr., 26th Sess., Paris, Colloque **C 2**, 301-315.

LANGTON, J.R. & CHIN, G.E. (1968). – Rainbow member facies and related reservoir properties, Rainbow Lake, Alberta. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **52**, 10, 1925-1955, 24 fig.

LE BLANC, R.J. (1977). – Distribution and continuity of sandstone reservoirs. – *J. Petroleum Technol.*, July, 776-804.

LEYTHAEUSER, D., SCHAEFER, R.G. & YUKLER, A. (1982). – Role of diffusion in primary migration of hydrocarbons. *Bull amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **66**, 4, 408-429, 15 fig.

LINK, W.L. (1952). – Significance of oil and gas seeps in world oil exploration. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **36**, 8, 1505-1540.

LOPATIN, N.V. (1971). – La température et le temps géologique comme facteur de carbonification. – Izvestiya Akademia Nauk SSSR, Serv. Geol., **3**, 95-106 (traduction).

LUCAS, P.T. & DREXLER, J.M. (1976). – A major naturally fractured stratigraphic trap, Uinta Basin, Utah. – *Mem. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **24**, 121-135, 16 fig.

LYONS, P.L. (1968). – The potential and the challenge - stratigraphic traps. – Unpubl. paper presented at Soc. Explor. Geophysicists, 38th ann. Meeting, Denver.

McAULIFFE, C.D. (1979). – Oil and gas migration – Chemical and physical constraints. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **63**, 5, 761-781, 4 fig.

McGREGOR, A.A. & BIGGS, C.A. (1968). – Bell Creek field Montana : a rich stratigraphic trap. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **52**, 10, 1869-1887, 23 fig.

McGREGOR, A.A. & BIGGS, C.A. (1972). – Bell Creek oil field Montana. – *Mem. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **16**, 367-375 7 fig.

McKENZIE, D.B. (1972). – Primary stratigraphic traps in sandstone stratigraphic oil and gas fields. – *Mem. amer. Assoc. Petrol Geol.*, **16**, 47-63.

MAGARA, K. (1968). – Compaction and migration of fluids in Miocene mudstone, Nagaoka Plain, Japan. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **52**, 12, 2466-2501.

MAGARA, K. (1974). – Compaction, ion filtration, and osmosis in shale and their significance in primary migration. *Bull. amer Assoc. Petroleum Geol.*, **58**, 2, 283-290.

MAGARA, K. (1978*a*). – The significance of the expulsion of water in oil primary migration. – *Bull. canad. Petroleum Geol.*, **26**, 1, 123-131, 4 fig.

MAGARA, K. (1978*b*). – Time of oil generation and migration and oil window. – *Bull. canad. Petroleum Geol.*, **26**, 1, 152-155 3 fig.

MAGARA, K. (1978*c*). – Compaction and fluid migration. – Elsevier, Amsterdam : 319 pp.

MAGARA, K. (1978*d*). – Petroleum migration and accumulation. – *In* : HOBSON G.D. (ed.) : Developments in petroleum geology, 83-126, 24 fig. Applied Science Publ., London.

MAGARA, K. (1980). – Primary migration of oil and gas. – *Mem. canad. Soc. Petroleum Geol.*, **6**, 173-192.

MAGARA, K. (1981). – Mechanisms of natural fracturing in a sedimentary basin. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **65**, 1, 123-132, 19 fig

MANNHARD, G.W. & BUSCH, D.A. (1974). – Stratigraphic trap accumulation in southwestern Kansas and northwestern Oklahoma. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **58**, 3, 447-463, 13 fig.

MASSON, P. (1977). – La Géologie du champ d'Ekofisk. – *Pétrole et Technique*, **244**, mai, 7-19, 13 fig.

MASTERS, J.A. (1979). – Deep basin gas trap, Western Canada. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **63**, 2, 152-181, 21 fig.

MAYUGA, M.N. (1970). – Geology and development of California's giant Wilmington oil field. – *Mem. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **14**, 158-184, 23 fig.

MEISSNER, F.F. (1978). – Petroleum geology of the Bakken formation Williston Basin - N Dakota and Montana. – Montana geol. Soc. Williston Basin Symp., 207-227, 24 fig.

MICHELSON, J.E. (1976). – Miocene deltaic oil habitat, Trinidad – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **60**, 9, 1502-1519, 14 fig.

MOORE, H.C. & DRUCKMAN, Y. (1981). – Burial diagenesis and porosity evolution, Upper Jurassic Smackover, Arkansas and Louisiana. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **65**, 4, 597-628, 13 fig.

NEGLIA, S. (1979). – Migration of fluids in sedimentary basins. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **63**, 4, 573-597, 19 fig.

OTTMANN, R.P., KEYES, P.L. & ZIEGLER, M.A. (1976). – Jay field, Florida - a Jurassic stratigraphic trap. – *Mem. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **24**, 276-286, 15 fig.

OXLEY, M.L. & HERLIHY, D.E. (1972). – The Bryan field - a sedimentary anticline. – *Geophysics*, **37**, 1, 59-67, 12 fig.

PARKER, J.R. (1978). – Deep sea sands. – *In* : HOBSON G.D. (ed.) : Developments in petroleum geology, **1**, 225-242, 6 fig. Applied Science Publ., London.

PELET, R. (1977). – Géochimie organique des sédiments marins profonds de la mer de Norvège. Vue d'ensemble. – Orgon 1 – Mer de Norvège ; 281-296, 12 fig. Centre nat. Rech. Scient., Paris.

PERRODON, A. (1966). – Géologie du Pétrole. – Presses univ. France, Paris, 440 pp.

PERRODON, A. (1973). – Les gisements stratigraphiques, mythes ou objectifs majeurs ? – *Rev. Assoc. franç. Tech. Pétrole*, **222**, 39-40.

PETERSON, J.A. & OSMOND J.C. (1961). – Geometry of sandstone bodies. – *Mem. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, 240 p.

PHILIPPI, G.T. (1965). – On the depth, time and mechanism of petroleum generation. – *Geochim. cosmochim. Acta*, **29**, 9, 1021-1049.

PHILIPPI, G.T. (1977). – On the depth, time, mechanism of origin of the heavy to medium-gravity naphtene crude oils. – *Geochim. cosmochim. Acta*, **41**, 33-52.

POULET, M. (1968). – Problèmes posés par la migration verticale des pétroles et sa mise en place dans les gisements. – *Rev. Inst. franç. Pétrole*, **22**, 2, 159-173, 4 fig.

POWELL, J.T. (1972). – Exploration history of Delhi field, northeastern Louisiana. – *Mem. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **16**, 13, 548-558, 10 fig.

POWELL, T.G. & McKIRDY, D.M. (1975). – Geologic factors controlling crude oil composition in Australia and Papua, New Guinea. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **59**, 7, 1176-1197, 26 fig., 2 tables.

POWERS, M.C. (1967). – Fluid release mechanisms in compacting marine mudrocks and their importance in oil exploration. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **51**, 7, 1240-1254.

PRICE, L.C. (1976). – Aqueous solubility of petroleum as applied to its origin and primary migration. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **60**, 2, 213-244, 19 fig., 9 tables.

PRICE, L. C. (1980). – Shelf and shallow basin oil as related to hot-deep origin of petroleum. – *J. Petroleum Geol.*, **3**, 1, 91-116.

PURSER, B. H. (1975). – Sédimentation et diagenèse précoce des séries carbonatées du Jurassique moyen de Bourgogne. – *Bull. Bur. Rech. géol. min.* (4), **2**, 19-47.

PURSER, B. H. (1978). – Early diagenesis and the preservation of porosity in Jurassic limestones. – *J. Petroleum Geol.*, **1**, 2, 83-94.

PUSEY, W. C. (1973). – Paleotemperatures in the Gulf Coast using the ESR-Kerogen method. – *Trans. Gulf Coast Assoc. geol. Soc.*, **23**, 195-202.

RAYNAUD, J. F. & ROBERT, P. (1976). – Les méthodes d'étude optique de la matière organique. – *Bull. Cent. Rech. Pau-SNPA*, **10**, 1, 109-127, 1 fig., 4 pl.

REYRE, D. (1975). – Pays et opérations autour de Kangan ; première découverte du groupe Egoko en Iran. – *Rev. Assoc. franç. Techn. Pétrole*, **231**, 15-23, 5 fig.

RICE, D. D. & CLAYPOOL, G. E. (1981). – Generation, accumulation and resource potential of biogenic gas. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **65**, 1, 5-25, 12 fig.

RICHE, P. & PRESTAT, B. (1981). – Paléogéographie du Crétacé moyen du Proche et du Moyen-Orient et sa signification pétrolière. – Proc. 10th World Petroleum Congr. (Bucharest), **2**, 57-75, 11 fig.

RITTENHOUSE, G. (1961). – Problems and principles of sandstone body classification. – *In* : PETERSON, J. A. & OSMOND, J. L. (ed.) : Geometry of sandstone bodies, 3-12, 8 fig. *Mem. amer. Assoc. Petroleum Geol.*

RITTENHOUSE, G. (1972). – Stratigraphic trap classification. – *Mem. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **16**, 14-28, 14 fig.

ROBERT, P. (1973). - Analyse microscopique des charbons et des bitumes dispersés dans les roches et mesure de leur pouvoir réflecteur. - Actes 6e Congr. int. Geoch. org., 549-569, 5 fig.

ROBERT, P. (1979 a). - Classification des matières organiques en fluorescence, application aux roches mères pétrolières. - *Bull. Centres Rech. Explor.-Prod. Elf-Aquitaine*, **3**, 1, 223-263, 5 fig., 2 tabl., 6 pl.

ROBERT, P. (1979 b). - Kerogen optical evolution applied to oil and gas exploration and geothermal history. - *In* : DURAND, B. (ed.): Kerogen, chapitre 12. Technip, Paris.

ROBERTS, W. H. & CORPEL, R. J. (ed.) (1980). - Problems of Petroleum migration. - *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, Studies in Geology, **10**, 278 pp.

ROGERS, M. A. (1979). - Application of organic facies concepts to hydrocarbon source rock evaluation. - Proc. 10th World Petroleum Congr. (Bucharest), **2**, 23-30, 7 fig.

ROUCHET, J. du (1974). - Introduction à une sédimentologie de la matière organique. - Rapp. interne ELF.

ROUCHET, J. du (1978 a). - Indices chimiques pour l'évaluation de l'état diagénétique des huiles et des roches sapropéliques. - *Rev. Inst. franç. Pétrole*, **33**, 1, 33-45, fig. 11.

ROUCHET, J. du (1978 b). - Explication paléoclimatique des grands gisements superficiels de gaz sec du nord de la Sibérie occidentale. - Rapp. inédit SNEA(P).

ROUCHET, J. du (1978 c). - Eléments d'une théorie géomécanique de la migration de l'huile en phase constituée. - *Bull. Cent. Rech. Explor.-Prod.* Elf-Aquitaine, **2**, 2, 337-373, 11 fig.

ROUCHET, J. du (1981). - Stress fields, a key to oil migration. - *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **65**, 1, 74-85, 6 fig.

RUMEAU, J. L. & SOURISSE, C. (1972). - Compaction, diagenèse et migration dans les sédiments argileux. - *Bull. Centre Rech. Pau*-SNPA, **6**, 2, 313-345, 13 fig.

RUMEAU, J. L. & SOURISSE, C. (1973). - Un exemple de migration primaire en phase gazeuse : la formation des gisements de Lacq et Meillon - Pont d'As. - *Bull. Centre Rech. Pau*-SNPA, **7**, 1, 53-67, 3 fig.

RUMEAU, J. L. & SOURISSE, C. (1975). - Quelques mécanismes possibles pour la formation de gisements d'hydrocarbures dans les stades précoces de la diagenèse. - *Bull. Centre Rech. Pau*-SNPA, **9**, 1, 129-146, 10 fig.

ST-JOHN, B. (1980). - Sedimentary basins of the world and giant hydrocarbon accumulations. - *Amer. Assoc. Petroleum Geol.* 1 map.

SCHOLLE, P. A. (1977). - Chalk diagenesis and its relation to petroleum exploration. Oil from chalks, a modern miracle ? - *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **61**, 7, 982-1009, 13 fig.

SCHOLLE, P. A. (1978). - Porosity prediction in shallow versus deep water limestone. - 53rd ann. SPE of AIME Fall. Techn. Conf. Preprint n° SPE 7554, 6 p.

SCHOWALTER, T. T. (1979). - Mechanics of secondary hydrocarbon migration and entrapment. - *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **63**, 5, 723-760, 35 fig.

SECOR, D. T. Jr. (1965). - Role of fluid pressure in jointing. - *Amer. J. Sci.*, **263**, 633-646.

SEIFERT W. K., MOLDOWAN, J. M. & JONES, R. W. (1981). - Application of biological marker chemistry to petroleum exploration. - Proc. 10th World Petroleum Congr. (Bucharest, 1979), **2**, 425-438, 8 fig.

SELLEY, R. C. (1978 a). - Porosity gradients in North Sea oil bearing sands. - *J. geol. Soc.* (London), **135**, 119-132.

SELLEY, R. C. (1978 b). - Deltaic facies and petroleum geology. - *In* : HOBSON (ed.) : Developments in Petroleum Geology, **1**, 197-224. Applied Science Publ., London.

SERRA, O. (1979). - Diagraphies différées - bases de l'interprétation. Tome 1 : Acquisition des données diagraphiques. - *Bull. Centres Rech. Explor.-Prod. Elf-Aquitaine*, Mém. 1.

SHIBAOKA, M., SAXBY, J. D. & TAYLOR, G. H. (1978). - Hydrocarbon generation in Gippsland Basin, Australia. Comparison with Cooper Basin, Australia. - *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **62**, 7, 1151-1158, 9 fig.

SILVERMAN, S. R. (1971). - Influence of petroleum origin and transformation on its distribution and redistribution in sedimentary rocks. - Proc. 8th World Petroleum Congr. (Moscow), **2**, 47-54.

SILVERMAN, S. R. (1978). - Geochemistry and origin of natural heavy oil deposits. - *In* : CHILINGARIAN & YEN (ed.) : Bitumens, asphalts and tar sands, 17-25. Elsevier, Amsterdam.

SNARSKY, A. N. (1964). - Relationship between primary migration and compaction of rocks. - Petroleum Geology (trad. *Geologiya Nefti i Gaza*), **5**, 7 (1961), 362-365.

SOKOLOV, V. A., ZHUSE, T. P., VASSOYEVICH, N. B., ANTONOV, P. L., GRIGORIYEV, G. G. & KOZLOV, U. P. (1964). - Migration processes of gas and oil, their intensity and directionality. - Proc. 6th World Petroleum Congr. (Frankfurt), **1**, 493-505.

STAHL, W. J. (1977). - Carbon and Nitrogen isotopes in hydrocarbon research and exploration. - *Chem. Geol.*, **20**, 121-149, 28 fig.

STANLEY, T. B. (1970). - Vicksburg fault zone, Texas. - *Mem. amer. Assoc. Petroleum geol.*, **14**, 301-308.

STAUBE, A. J. & MILIUS, G. (1970). - Geology of Groningen gas field, Netherlands. - *Mem. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **14**, 359-369, 8 fig.

STOUDT, E. L. (1979). - Smackover formation of Gulf Coast region. - *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **63**, 3, 534-535 (abstract).

SULLWOLD, H. H. (1961). - Turbidities in oil exploration. - *In* : PETERSON, J. A. & OSMOND, J. L. (ed.) : Geometry of sandstone bodies, 63-81, 9 fig. *Mem. amer. Assoc. Petroleum Geol.*

TAYLOR, J. L. M. (1978). - Sandstones as reservoir rocks. - *In* : HOBSON, G. D. (ed.) : Developments in Petroleum Geology, 1, 147-196, 2 fig. Applied Science Publ., London.

TISSOT, B. (1966). – Problèmes géochimiques de la genèse et de la migration du pétrole. – *Rev. Inst. franç. Pétrole,* **23**, 1621-1671, 20 fig.

TISSOT, B. & PELET, R. (1971). – Nouvelles données sur les mécanismes de genèse et de migration du Pétrole - Simulation mathématique et application à la prospection. – *Proc. 8th World Petroleum Congr.* (Moscow), **2**, 35-46, 8 fig.

TISSOT, B. (1973). – Vers l'évaluation quantitative du pétrole formé dans les bassins sédimentaires. – *Rev. Assoc. franç. Techn. Pétrole,* **22**, 27-31, 11 fig.

TISSOT, B. (1978). – The application of the results of organic geochemical studies in oil and gas exploration. – *In :* HOBSON, G. D. (ed.) : Developments in Petroleum Geology, **1**, 53-82, 12 fig. Applied Sciences Publ., London.

TISSOT, B., DURAND, B., ESPITALIE, J. & COMBAZ, A. (1974). – *Influence of nature and diagenesis of organic matter in* formation of petroleum. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.,* **58**, 3, 499-506, 12 fig.

TISSOT, B., DEROO, G. & ESPITALIE, J. (1975). – Etude comparée de l'époque de formation et d'expulsion du pétrole dans diverses provinces géologiques. – Proc. 9th World Petroleum Congr. (Tokyo), **2**, 159-169, 8 fig.

TISSOT, B. & WELTE, D. H. (1978). – Petroleum formation and occurence. – Springer, Berlin, 538 p.

TISSOT, B. & BESSEREAU, G. (1982). – Géochimie des gaz naturels et origine des gisements de gaz en Europe occidentale. – *Rev. Inst. franç. Pétrole,* **37**, 1, 63-77, 16 fig.

TREMOLIERES, P. & REULET, J. (1978). – Influence des déformations tectoniques sur les caractéristiques pétrophysiques matricielles des réservoirs calcaires. – *Rev. Inst. franç. Pétrole,* **22**, 3, 331-348, 13 fig.

TROFIMUK, A. A., CHERSKII, H. V., MAKAGON, Y. F. & TSAREV, V. P. (1972). – Sur un mécanisme possible de formation des gisements de gaz naturel (trad.). – Akademia Nauk SSSR, Geologia i geofisica, sect. sibir., **8**, 3-9.

TROFIMUK, A. A., CHERSKII, N. V. & TSAREV, V. P. (1976). The role of continental glaciation and hydrate formation on petroleum occurence - Future supply of nature made petroleum and gas. – Pergamon, London.

TSCHOPP, R. H. (1967). – Development ot the Fahud field. – Proc. 7th World Petroleum Congr. (Mexico), **2**, 243-250, 2 fig.

TYLER, A.N. & ERWIN, W.L. (1976). – Sunoco-Felda field, Hendry ans Collier Countries, Florida. – *Mem. amer. Assoc. Petroleum Geol.,* **24**, 287-299, 12 fig.

VAN ELSBERG, J. N. (1978). – A new approach to sediment diagenesis. – *Bull. canad. Petroleum Geol.,* **26**, 1, 57-86, 16 fig.

VAN KREVELEN, D. W. (1961). – Coal. – Elsevier, Amsterdam.

VEST, E. L. (1970). – Oil fields of Pennsylvanian. – Permian Horseshoe atoll, W Texas. – *Mem. amer. Assoc. Petroleum Geol.* **14**, 185-203.

VIDAL, J. (1980). – Geology of Grondin field, Gabon. – *Mem. amer. Assoc. Petroleum Geol,* **30**, 577-590, 11 fig.

WAPLES, D. W. (1979). – Simple method for oil source bed evaluation. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.,* **63**, 2, 239-244, 11 fig.

WAPLES, D. W. (1980). – Time and temperature in petroleum formation. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.,* **64**, 6, 916-926.

WARDLAW, N. C. (1976). – Pore geometry of carbonate rocks as revealed by pore casts and capillary pressure. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.,* **60**, 2, 245-257, 14 fig.

WARDLAW, N. C. & CASSAN J.-P. (1978). – Estimation of recovery efficiency by visual observation of pore systems in reservoir rocks. – *Bull. canad. Petroleum Geol.,* **26**, 4, 572-585, 12 fig.

WARDLAW, N. C. (1980). – The influence of pore structures in rocks on the entrapment of oil. – *Mem. canad. Soc. Petroleum Geol.,* **6**, 193-206.

WEBER, V. V. & MAXIMOV, S. P. (1976) – Early diagenetic generation of hydrocarbon gases and their variations depandent on initial organic composition. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.,* **60**, 2, 287-292.

WEN, C. S., CHILINGARIAN, G. V. & YEN, T. F. (1978). – Properties and structure of bitumens. – *In :* CHILINGARIAN & YEN (ed.) : Bitumens, asphalts and tar sands, 155-190, 17 fig. Elsevier, Amsterdam.

WIJHE, D. H. van, LUTZ, M. & KAASSCHIETER, J. P. H. (1980). – The Rotliegend in the Netherlands and its gas accumulation. – Geol. Mijnbouw, **59**, 1, 3-24, 18 fig.

WILSON, H. H. (1977). – « Frozen-in » hydrocarbon accumulations or diagenetic traps - Exploration targets. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.,* **61**, 4, 483-491, 1 fig.

YOUNG, A., MONAGHAN, P. H. & SCHWEISBERGER, R. T. (1977). – Calculation of ages of hydrocarbons in oils - Physical chemistry applied to petroleum geochemistry I. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.,* **61**, 4, 573-600, 11 fig.

ZIEGLAR, D. L. & SPOTTS, J. H. (1978). – Reservoir and source bed history of Great Valley, California. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.,* **62**, 5, 813-826, 16 fig.

第三篇　油　气　区

"过去是一场序幕"。

莎士比亚

此第三篇致力于油气区及显示一个盆地或沉积盆地的一部分特征的著名的油气藏研究。在四章中，我们将相继研究：含油体系和油气区的概念，尤其是有利于油气藏形成的主要地质标志；油气区的主要类型；世界主要油气区；对石油勘探和最终资源的一些看法。

1 含油体系和油气区的概念

“油和气象羊那样聚集成油藏。但这些油气藏并不是随意形成，而是遵循沉积盆地地质动力学的复杂规律，而此规律常常是作用时间长且难以掌握，致使人们常试图以‘巧合’来形容它”。

E.W.OWEN，1975

矿产的聚集全是地质异常，地质异常受较复杂的规律支配。而矿产的聚集分布也不是偶然巧合；它们的组成受地层、沉积、水文地质、构造等许多因素控制。

地质条件控制着油气藏的分布，特别是控制着生油层、储集层和盖层组合，地质标志通常由反映油气藏或含油气体系形成的地理展布来显示，就是说，按字典的定义是“相同种类或相同性质的天然单元的组合”。这样的组合在地图上是以它们的不同的复杂性和不同的体积的一块油气区或一块油气带的存在来表示。

油气区由以下几点来确定：地理标志，尤其是已证实的“有效”沉积面积或体积，即是说有油气的面积；地质标志，首先与作为分类基础的盆地类型和沉积类型有关；油气标志，油气藏类型、数目，发现的石油和天然气体积，即是说勘探的成果。在上述标志中，尤以油气丰富程度和产地类型更重要。

在今后要更详细分析的油气区起因的不同地质标志中，我们首先研究这后两项。这些综合地质标志，它们常以一项或两项标志为主，常常反映油气区中的油气藏分布规律，因而我们要尝试说明它们的地质规律。

1.1 主要的油气标志

一个油气区或油气带最终是以油气丰富程度和聚集类型来确定的，这两方面反映独立的和不同的现实。

1.1.1 油气丰富程度的概念

油气相对丰富程度可以用累积发现油气量被油气区面积除的商表示，即用“密度”术语。也可以沿用单位“有效”沉积岩体积所发现的油气量，但后者看来更难以估计。

累积发现的油气量或叫原始储量，在任何时候均是累积产油气量和余下的已证实的可采储量之和。

圈定含油气面积常常较棘手。在初探阶段，看来面积很大。钻探结果，边线划定后，面积便明显缩小。在一个常认为有远景的地区，或与一个新的探区相类比时，便不但需要包括储量，而且要把产油气带的各个沉积领域的全部包括在内。事实上，“覆盖层”常常在组成油气区中起到积极的作用。

根据油气丰富程度可以区分为：极富区，平均大于 10000t／km^2 油；富区，1000～10000t／km^2 油；贫区，小于 1000t／km^2 油。

1.1.2 产地概念

油气产地是在一个盆地或一个油气区内油气藏的空间分布，表征为：以在一定面积上，如 10000km^2 所分布的油气藏数或在最大的油气藏或一些最大的油气藏中的储量百分数。

这地理上的分布并非偶然的，而是一般服从以下的类型定律：

$$G_n / G_{n-1} = \left(\frac{n-1}{n}\right)K$$

式中　G——n 级的油气藏的体积；

K——一般不等于 1 的常数。

当 K = 1，油气藏的分布服从于常用对数定律，也叫 Zipf 定律（IVANHOE，1976；FOLINSBEE，1977）。

凭经验，通过观察说明，油田越多，油田的体积越小。在常用对数分布的情况下，这意味着如果第一个油田的数值为 100，则第二个油田相当于 50，第三个油田相当于 33.3；第四个油田相当于 25，

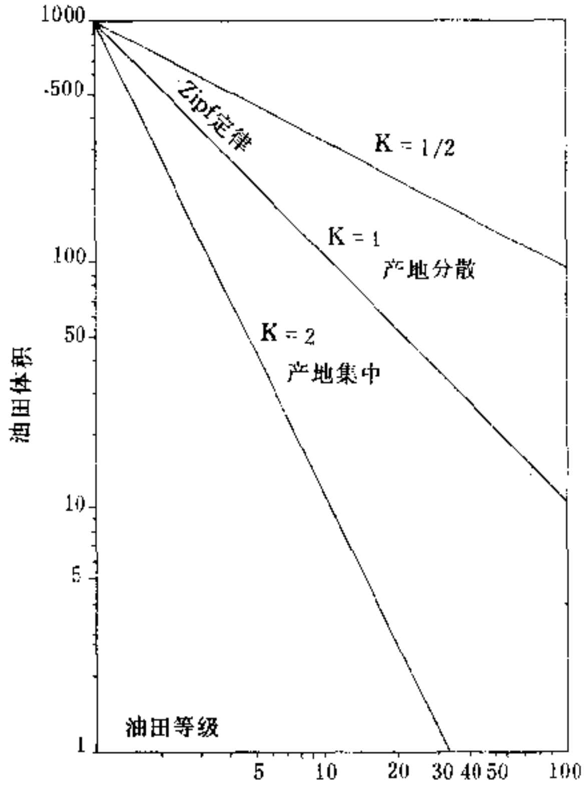


图 125　从体积和产地类型定油田的理论分布

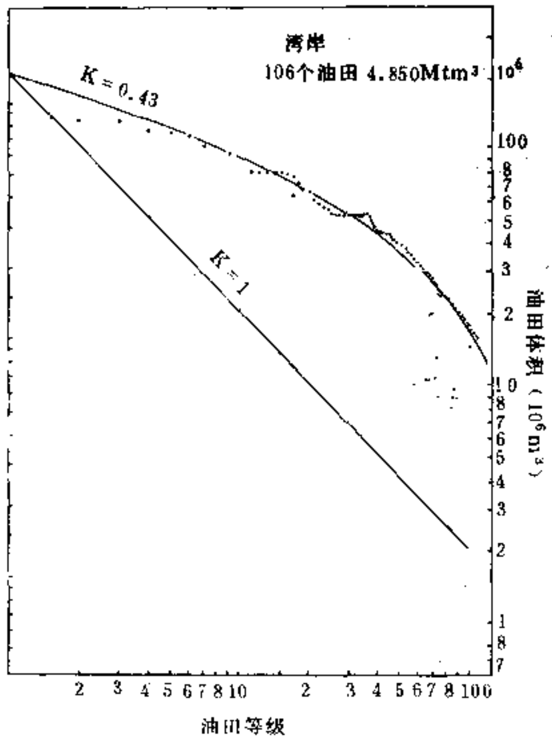


图 126　湾岸区的油田分布随其体积的变化

第五个油田相当于 20 等等。

简单的表示法是以双对数图取得，横坐标为储量等级，纵坐标为储量体积（图 125）。

产地类型

事实上，地质标志反映在油气田的分布上，它由单元的不同 K 值表现。

分散的产地指储量分布在很大数目的油田中。这在对数—对数图上表现为斜率小的直线，$K<1$，通常是$\frac{1}{2}<K<1$（图 125）。

这样的产地类型常见于没有大的变化的油气区，这些油气区重复相同的不规则沉积或构造来组成圈闭，正如我们在一些三角洲盆地和某些有礁或无礁的稳定区见到的。在这样的油气区中，并不少见的是最大的油田只占总储量的 5～10%。

作为例子可以列举出（图 126、

127)：湾岸沿海区，尼日尔三角洲，此处最大的油田 Jones Creek 只占6%的总储量，而且前五个最大的油田只占16%总储量；密执安盆地，100Mt 储量分布于600多个油田中，其中500个油田的储量少于140000t；此外还有巴黎盆地，它的 K 值为0.76（11Mt 分布在18个油田中）、Pô山间盆地，$K=0.24$（260Gm^{3}气分布在60个气田中）、Emsland 盆地（德国——荷兰）$K=0.22$（50Gm^{3}分布在26个气田中）（据 COUSTAU，1979，未发表的资料）。

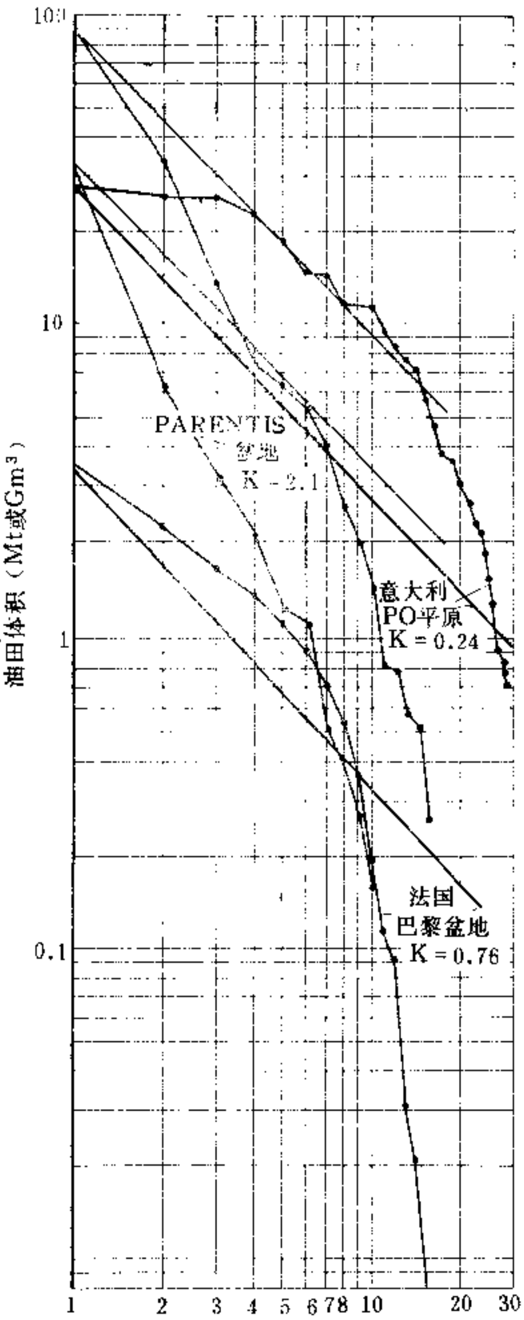


图127　巴黎盆地、Parentis盆地和Pô盆地的油田分布随其体积的变化（据 COUSTAU，1979）

产地集中就是指主要储量集中于很少数的油田中的油气区；这些油田则具有相差很大的体积。这种产地类型为一条斜率很大的直线，K 值大于1，通常是 $1<K<2$。

从地质观点看，它具极优越的构造和（或）地层条件，这样的一个或几个大区，具有圈闭不多但体积大的条件。在这样的盆地中，2个或3个最大的油田可以集中超过半数的总储量。可以列举下列例子加以阐明：奥地利维也纳盆地，系数 $K=1.65$（150Mt 油或相当的天然气在35个油田）；Parentis 盆地，$K=2.1$（45Mt 在10个油田中；阿尔及利亚撒哈拉，最大的油田 Hassi Messaoud 聚集近80%的总油量，而 Hassi R'Mel 气田则聚集超过1/3储量的气；乌拉尔—伏尔加，差不多40%的油集中在一个 Romachkino 油田中，2/3的油分布在五个最大的油田中（它们只占油田总数的1%）；最惊奇的情景是普拉德霍湾油田，集中了迄今已发现油气的99%左右。

这些情况对认识深度影响更大，就是说在产地类型图上进行勘探研究，如象在油气丰富程度图上研究一样。最大的一些油气藏常常是首批发现的，第一批油气藏图给人启发：集中的图形，如果这些油田的体积快速减小，即如果它们位于双对数图 Zipf 直线以上，在此情况下可以看到，最大的一些油田应该较容易地显示其特征并且在地球物理图上很快发现，因而最大的10个油田通常在勘探早期被发现，相当于由第一批10个油田通过的平均直线的 K 值稳定在接近它的最终位置；分散的图形，如果这些油田的体积缓慢的变小，即如果它们位于双对数图 Zipf 直线以下，我们可以在此情况下观察到，最大的一些油田特征不突出并且在地球物理图上较难发现，因而，最大的10个油田可能在较长的勘探

期中发现，相当于这 10 个第一批油田的平均直线的 K 值总是向较低值（$K<1$）变化，直至最大的 10 个油田最终被发现为止，于是 K 值将被稳定在表征其产地类型的最终值上。

另一方面，所有事情都一样，产地分散的油气区的吸引力比产地集中的油气区更持久。

此方法可以很好表征产地环境特征和根据产地类型分类油气区，就是说依照 K 值来分类比用第一个油田或第一批 10 个油田的流动储量百分率来表征更好；因而在此情况下，就可用“Lorenz”类型（累积储量百分率与油田百分率的线性比例关系）或“Log Normal”类型（大体积或一定体积的油田的百分率）表示。

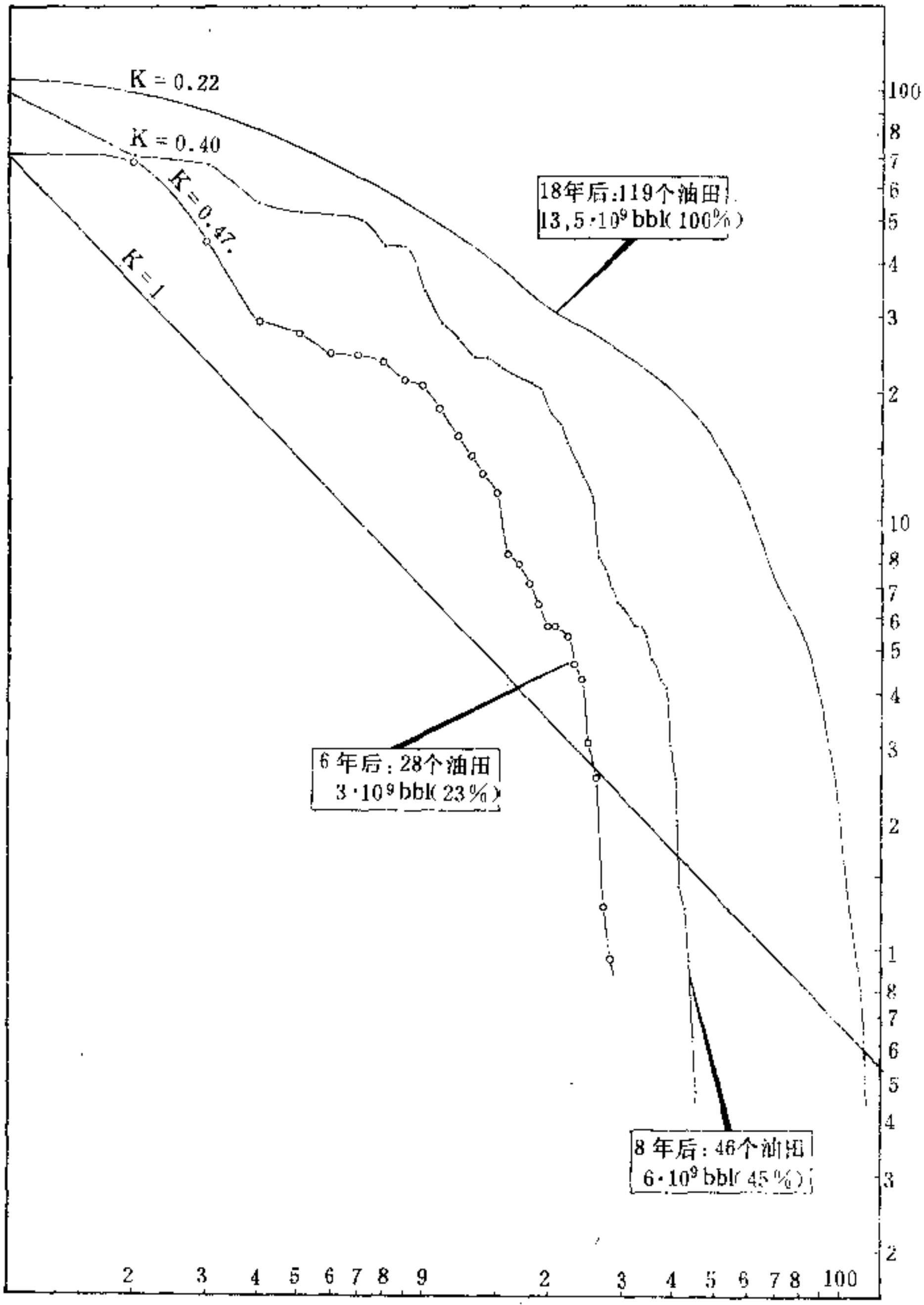


图 128 尼日利亚油田的分布曲线随勘探程度的变化（COUSTAU，1979）

集中／分散的图象随所要研究的群体个数而变化。因而，按照 Zipf 定律，第一个油田大概集中了 10 个油田群体储量的 34%，100 个油田群体储量的 19%，1000 个油田群体储量的 13%，10000 个油田群体储量的 10%。油田的数量越大，则越接近集中型，这是因为小油藏的比重在总油藏中增大，而它们的量在累积储量中份量极少。

为了在类型图中避免或减少油田数目的影响，也即避免把全部体积都算在内，或避免勘探程度（即认识程度）的影响，可以把占总储量小于 1%的油田不统计在内，但这就使贫油气区失真；较好的方法是，只取体积为 100000 与 1 之比的油田（COUSTAU，1979）。

显然，这些曲线的走向随盆地的勘探程度和认识程度而变化。许多不同的分析表明，当已发现一半以上油气储量时，曲线走向基本明确（COUSTAU，1979）。

随着勘探的不断努力，小油田的数量会逐渐增加（图 128、129）。

在对数坐标上，油田数量分布随其体积变化的曲线常呈现钟形分布曲线，而理论上应是一条向上凹的递减曲线（图 130）。VINKOVETSKY（1979）曾指出，这种不一致归因于经济因素，更准确地说是由于开发经济的限制束缚了研究，歪曲了对一些最小油藏群体的认识，而这些小油藏的数目随其体积的减少成比例地增大。

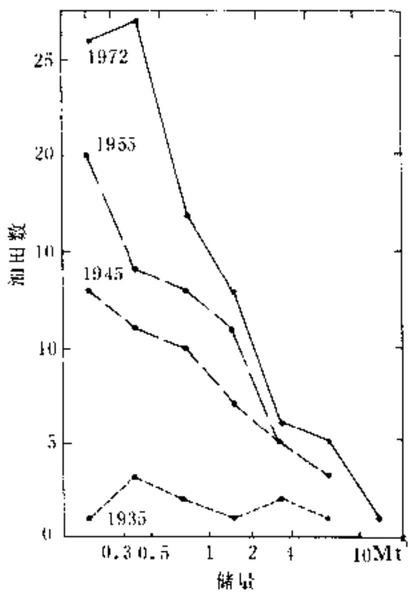


图 129　密执安油区发现的油田的平均体积的变化

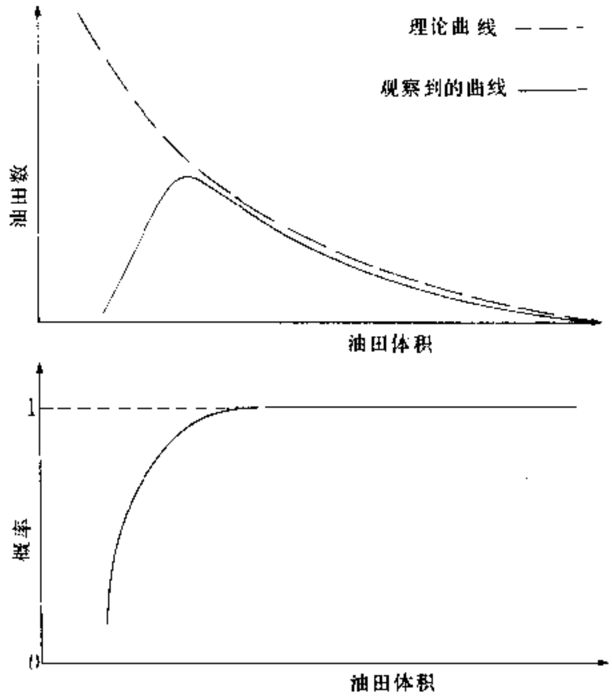


图 130　理论和真实油田分布曲线和认识概率曲线（据 VINKOVETSKY，1979）

1.2 主要地质标志

油气区的特征严格受沉积盆地的地质和其总的背景所制约。

第一个根本条件是存在一个有较大体积的沉积盆地，面积最小达几千平方公里，厚度大于 2000m，总的沉积时间达几千万年。这些地质标志分别支配着一个油气区的油气特征，

尤其是其油气的丰富程度和产地类型。

一个油气区的油气丰富或贫瘠是沉积盆地地质历史发展的结果，即沉积层的序列和分布、变形、含水层、地温以及这些不同现象随时间变化的关系。这些参数密切支配着油气的性质，尤其是各类油气区的含油气特性。

特别是产地类型更受沉积环境特征和盆地的结构控制。

所有地质标志可以综合为两个主要类别：①广义上的古环境标志，即沉积、水文地质和地温的（1.2.1）；②重建地质史和构造格架的标志（1.2.2）。

1.2.1 古环境标志

1.2.1.1 沉积条件

一片油气区是不同沉积层的联合体，特别是形成生油岩所需的细沉积和形成储集层所需的碎屑岩或碳酸盐岩。

如象我们曾经看到的那样，沉积条件首先控制着大部分生成油气的质量。

例如，滨海介质所含的有机质大部分为与潮湿气候有关的腐殖型，特别富产天然气和含蜡油；蒸发类的介质一般与干燥气候有关，其有机质则富含腐泥质，多生成含硫高的环烷-芳香族原油。

以上所述的两种有机质类型只是各种各样的油气区长系列的两个极端，还有在这两种类型之间的其它类型。

沉积物性质各异的生油岩和储油岩沉积的配合关系是形成油气藏所需条件之一。这生储配合有不同方式，主要为沉积相的横向变化和不同沉积相的叠合。

有充足的理由认为生油岩的有效性与它的厚度有关，从排烃的观点看生油层太厚对排出率不利。某些作者估计，生油层厚 30m 左右是最佳值。由此得出结论，泥岩生油层和砂岩层交替是组成油气排出和聚集的有效组合。生储组合层含砂率为 30～40%是最好的排集率，20～60%较差，这说明油气储量常与砂岩储集层平均厚度的平方成正比（MAGARA，1979）。

沉积相的横向变化

在三角洲、泻湖，尤其在陆缘褶皱区中以及较深的地带，从生油岩相过渡到储集层可以在盆地边缘发生。

我们常观察到在泥-砂岩地层中的岩相变换和重复区有油气藏，例如：尼日利亚或马拉开波的第三系，湾岸的新生界和白垩系，Rocheuses、加拿大西部、加蓬、中亚的 Mangychlak 等白垩系以及美国俄克拉何马的宾夕法尼亚系（Atoka 层）。

在碳酸盐岩区，尤其在礁区也有以上的现象发生，尤其在下列地层中：印度尼西亚的 Saliwati 盆地中新统、锡尔特盆地始新统—古新统，波斯湾白垩系，艾伯塔的下白垩统（Viking 层），得克萨斯西部二叠系，Paradox 盆地宾夕法尼亚系以及加拿大泥盆系等。

沉积相的叠合和不整合面

不同沉积相的接触容易由沉积间断和超覆造成。

覆盖储集层的是不渗透地层，有时是生油层，特别是在某些不整合区和海侵区常遇到此种情况（图 131）。

作为盖层的海侵生油岩见于下列地区：印度尼西亚晚第三纪盆地砂泥岩组合，锡尔特盆地森诺阶泥岩层，Labrador、普拉德霍湾和 Rankin（澳大利亚西北部）下白垩统，怀俄明和中大陆的二叠系、宾夕法尼亚系常见到磷酸盐层沥青黑色泥岩，宾夕法尼亚上泥盆统、奥陶系以及得克萨斯西部的二叠系黑色泥灰岩和石灰岩，不整合面多，富含烃。

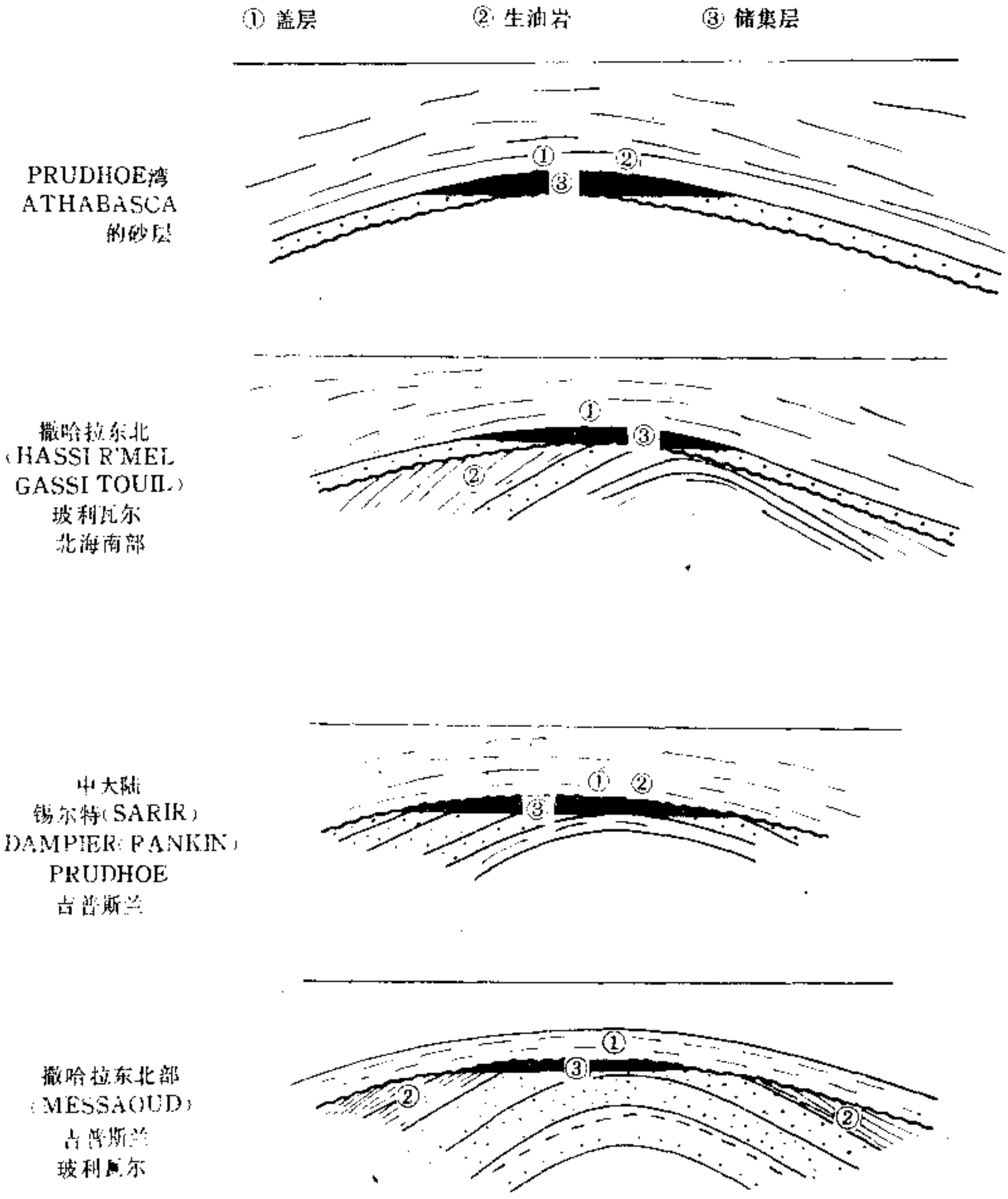


图 131　与不整合有关的各种油藏剖面图

不整合面和超覆对油气区的油气分布和丰富程度起主要作用，主要是使生油岩和储油岩之间相互沟通。我们已经多次指出其重要性，特别是在中大陆，得克萨斯西部，马拉开波，锡尔特，Orenoque，加拿大西部，Labrador，阿拉斯加北部和北海等地。

不整合面和超覆起下列作用：象上述例子那样使生油岩和储油岩直接接触；增大岩面的孔隙度和渗透率作为油气运移的好通道，如阿尔及利亚撒哈拉海西不整合面，它把志留系和泥盆系泥岩中生成的油气运移出去，北海的基梅里阶不整合面和密执安上泥盆统的不整合面也起同等作用；由尖灭产生圈闭，如象马拉开波盆地或中大陆。

由于海侵岩系底部砂岩层的连续增大了排油通道而常导致油气产地集中。此情况可能有油气藏，构造圈闭的存在说明有充分的闭合，因为此连续层也是水动力作用和散逸的中枢。

如果不整合代表长期缺失，如果上覆岩系没有足够的厚度，而又不能直接或间接从下伏岩系中得到油气补充，则不整合被看作反面因素。

沉积规律

我们认为最有利的地层组成如下：正向巨层序细沉积旋回形成的不渗透细沉积岩作盖层，如蒸发岩；或由于海进和海退频繁变化最终形成地区性的不渗透层。

不容置疑，这是一个盆地的最佳区域封闭条件。我们可以用下列例子来说明：阿拉伯地台的侏罗纪旋回，尤其是 Hith 石膏层，阿尔及利亚撒哈拉的三叠系盐层，加拿大西部的中泥盆系，二叠盆地的二叠系，均属第一类型；湾岸第三纪至白垩纪的海侵泥灰岩至砂泥岩沉积旋回，或加利福尼亚和印度尼西亚的上第三系均属第二类型。

也应该指出的是不渗透沉积相，尤其是蒸发岩保证了盆地边缘的横向封闭，例如威利斯顿盆地的密西西比系。

显然，这样的沉积和地层分布反映了某些类型盆地的演变和历史。油层的分布以及生油层和盖层的配置等地层标志决定了油气藏的分布。

我们也注意到碎屑岩相在储集层相中是主要的，例如湾岸（Wilcox、yegua，Frio）；礁相则主要在艾伯塔，墨西哥和西得克萨斯等地是主要的。

我们观察到一个盖层规律，尤其是在波斯湾的 Fars、Hith 和 Sudair 蒸发岩层盖层中。特别是 Fars 盖层被看作在“山前”构造中含油所必备的条件之一（图 132 和 166）。

反之，则果储集层的不均匀分布常与岩盐盖层的不连续性有关，在此情况下深部生油岩就更为重要。在巴黎盆地，托阿尔阶生油岩的分布控制着在此油气区中的某些生油岩规律。相同的情况也在密执安和伊利诺斯盆地存在。

因为生、储、盖三项标志组成所有油气田所需的区域性三个条件，我们通常要掌握这三项标志的组合规律。这就是今天的典型的北海南部和波斯湾气田的情况，这些气藏位于受煤层包围的内域，岩性为赤底统砂岩和镁灰岩统岩盐（图 133）。

1.2.1.2 水文地质条件

水文地质条件，尤其水动力条件控制着沉积介质和古地理，深深地影响着油气区的特性，首先影响其油气丰富程度。水文地质作用主要由物理、压力梯度，化学和生物化学作用为标志。

油气的运移是向着压力梯度递减的方向：因而据逻辑推理应在静压最小的地方找油气藏。应该指出的是，由上伏高压层构成的有效盖层作为区域圈闭保护更有利。

从水化学观点看，圈闭区内水的矿化度常比盆地边缘区的侵入水和与雨水接触区的水的矿化度高。在沉陷不深且稳定的地台盆地，有利的水文地质区是在不受雨水侵入的中部区。巴黎盆地、Parentis、威利斯顿、密执安盆地以及澳大利亚的自流井大盆地等就是极好的例子（CHIARELLI，1970；COUSTAU，等，1975）。

沉陷很深的年青盆地则相反，高水压区在深部和中央地带。感兴趣的低压区位于较靠近盆地边缘的低静压浅部。

在深部为欠压实岩层的年青盆地中，我们观察到大多数油气藏通常位于高压岩系以上的过渡带。例如马更些（北加拿大）三角洲盆地，天然气田位于欠压实区的顶部，此区的特征是声波速度略为增大，它可由地震剖面读出（图 34）。

TIMKO 和 FERTL（1971）指出 90%以上工业油气田恰是在电阻率曲线上也能反映出来的高压层系的上面（图 134）。

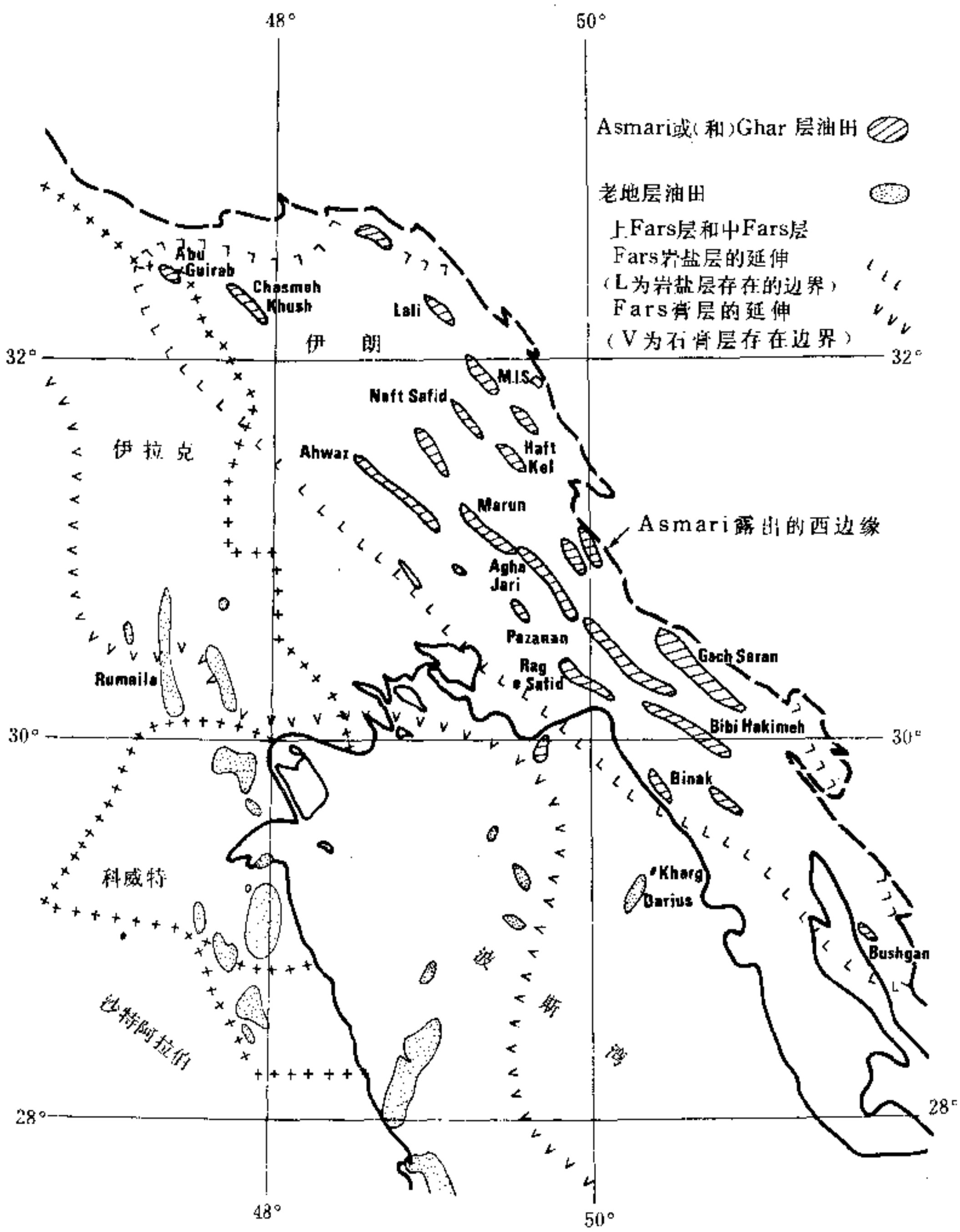


图 132　说明 Fars 盖层重要性的伊朗和伊拉克"山前"油田图

在原油特性和水特性之间观察到各种各样的关系。

一般水的含盐量越低，原油的比重越大，这现象常见于盆地边缘。Subandin 盆地和 Putumayo 盆地东部边缘就是很好的例子（图 135）。

含盐度低的水常与均质连续的储集层有关，含盐度高和（或）含盐度迅速变化的水则与不均质的、连续性差的储集层有关。在第一种情况下，一般静水压和水动力总是均匀的；在

第二种情况下水压偶而较高和水动力不均。构造圈闭多在前者遇到；地层圈闭多在后者遇到。

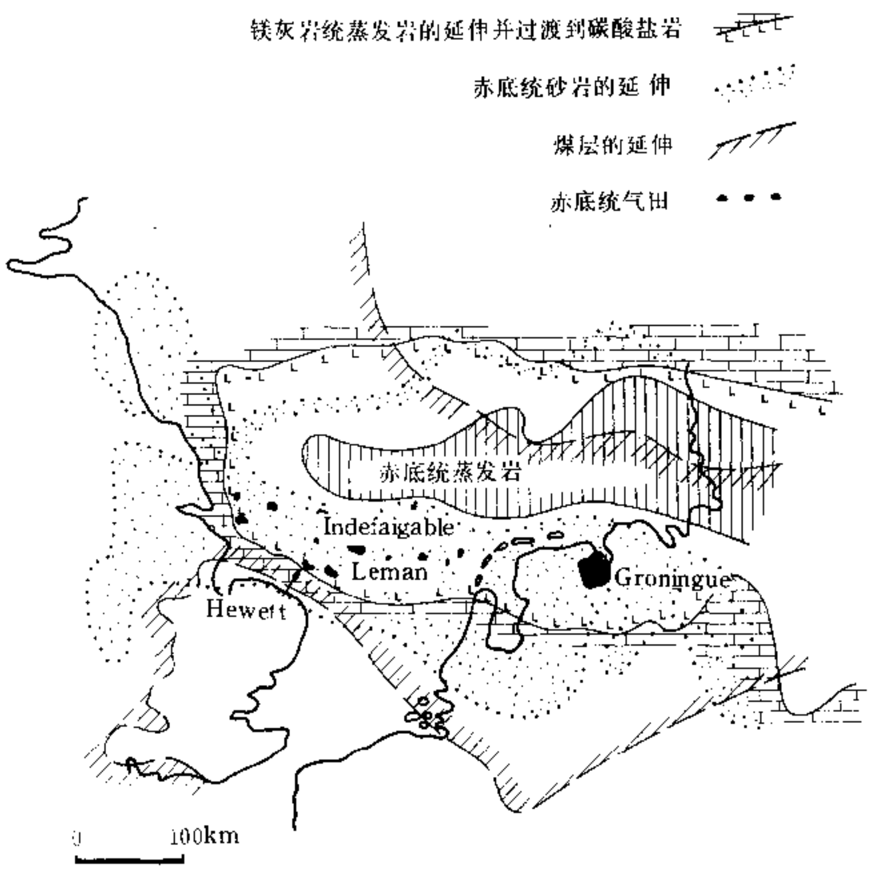


图 133　在三面为煤层、赤底统砂岩、镁灰岩统岩盐包围的北海南部气田位置图

氯化钠型水常与较轻的含蜡油共生，而氯化钙型水则与较重的环烷或芳香族原油相处，这种原油可能是由于细菌吃掉蜡而形成。

压力高而盐度低的水层常产生欠压实现象；在此情况下，如湾岸的油气藏常位于异常压力层的顶部。高压和高盐度说明靠近岩盐层。异常低压常是隆起地带的信号，岩层孔隙膨胀要比水膨胀得更大。高压常表示有好的盖层存在（图 136）。

我们要揭示油气区内水文地质、水动力和水化学规律与油气田分布的关系。这些区域的水压较低，无外来水的侵入，其水化学性质明显与邻区不同，构成了 COUSTAU 等(1975) 所称的"石油还原区"，这是一个与"水动力还原"和"水化学还原"相关的区域。

这"还原区"局限在受重力水动力控制的盆地以及有关盆地中，这些盆地中大气降雨或多或少深深地侵入盆地边缘地带，并有时侵入盆地中部，盆地周围常有降解原油油藏，地面上有油气显示，特别是某些盆地的沥青带。

"还原区"概念与一些已被接受的概念或某些勘探方针连系在一起。事实上，如果从构造上考虑，传统上吸引人上较高的部位勘探，而地球化学和水文地质则相反，把人拉回到较深的和封闭好的部位。因为油气是不稳定而易变的，油气的生成比储存更需要合适的环境"(COUSTAU 等，1975)。

这些看法并不是断定矿化度低或极低的储集层无油：有些盆地如巴黎盆地、Illizi、库珀盆地等有一定数量的油藏是在此条件下存在的，但这些油气区是较贫区。

如果这些油藏位于侵入水环带内，在侵入带和"还原"带之间，则其水面常发生倾斜和矿化度迅速变化导致盐水和淡水共存。这种情况乍看来与大多数富油气区或油气区中的某些富点的情况相对立。例如艾伯塔油区对半数的储量统计表明，有2／3储集层的水矿化度大于180g／l。

从测定压力和水化学特征来鉴定的三个带——还原带、中间环带和水完全侵入带——在所有盆地中均遇到，每一个带的展布是极其不同的，有时从一个盆地至另一个盆地并无扩展。

我们看到分布最普遍的是氯化钠型水（第一篇第2章）。"异常"水层，例如Taglu油田（第二篇第4章）和库珀盆地的碳酸钠型水极罕见。一般来说，与湖相或陆相沉积有关的水的矿化度较低并且水性多变。与海相沉积有关的水较咸；水的矿化度和性质直接与原始海水的变化过程有关，然后与水和岩石的相互作用以及与穿过泥岩时的过滤机理有关，也与水对矿物的溶解度有关（COUSTAU 1976）。

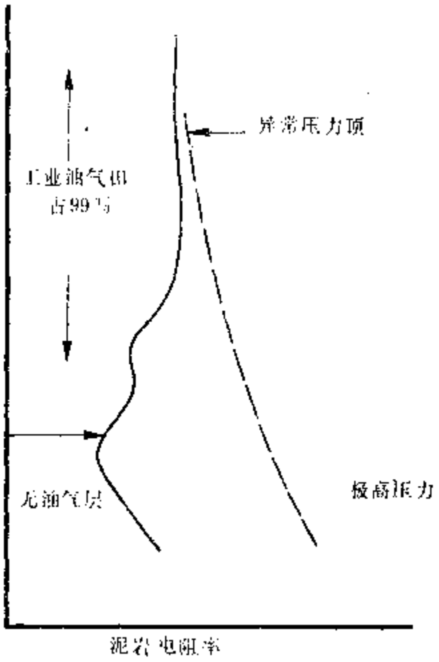


图134 湾岸欠压实区顶部油田的位置统计(据TIMKO和FERTL，1971)

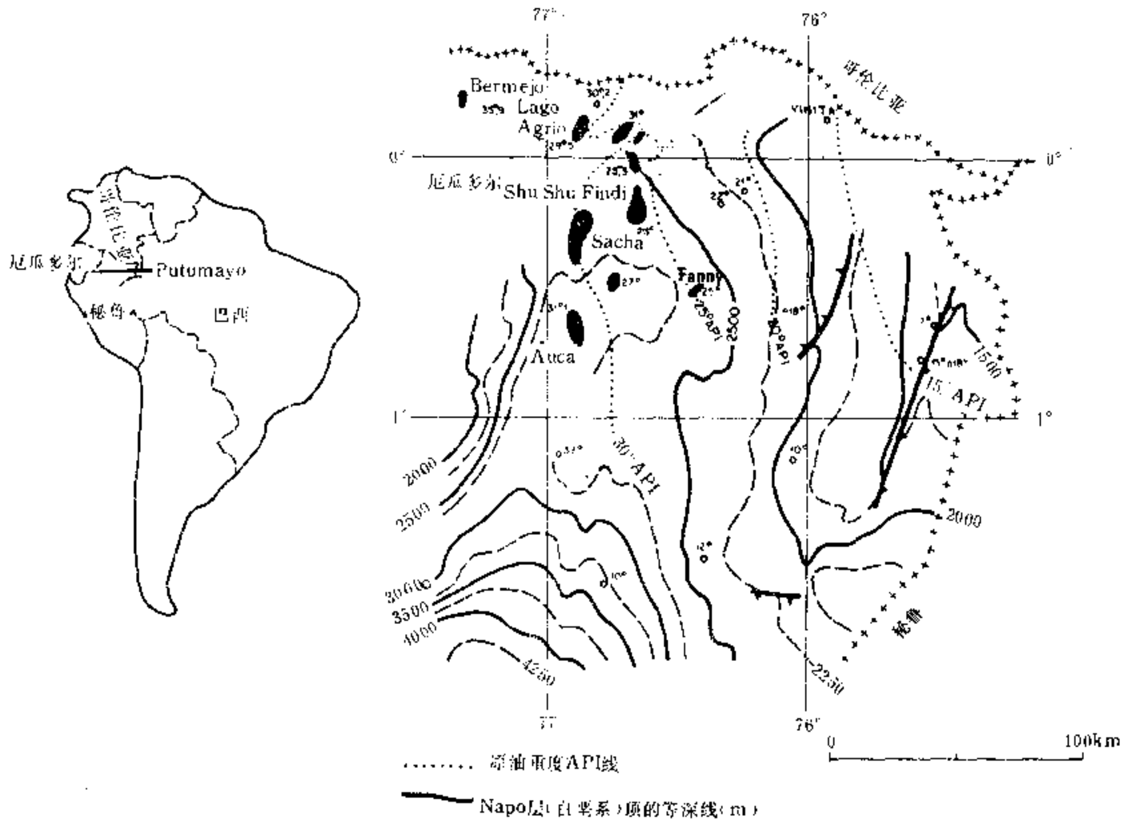


图135 厄瓜多尔Putumayo盆地图

指出原油比重随深度和水的侵入的变化

在 CHIARELLI（1973）的论文中可以找到有关阿尔及利亚撒哈拉盆地、波斯湾盆地、加蓬—刚果盆地以及喀麦隆盆地的水文地质环境的描述。

1.2.1.3 地温条件

如第二篇第1章所述，地温条件控制油气的生成和保存；有时地温会使油气运移方向明显改变，此地温规律目前尚未完全掌握。如果我们在生油窗顶的上面找到次生的运移来的原油，在大多数情况下，这是由于生油窗和油藏的位置配合得很好（图142）之故。

例如艾伯塔油区中找到的88%油是储藏在镜质体反射率为0.5~0.9%（约相当于古地温68~116℃）的沉积岩系中。而在镜质体反射率高于1.3%，即古地温高于140℃的岩系中没有发现任何油（HAQUEBARD 1977）。

湾岸沿海油区大部分油藏均在欠压实泥岩顶部、邻近120℃等温线。

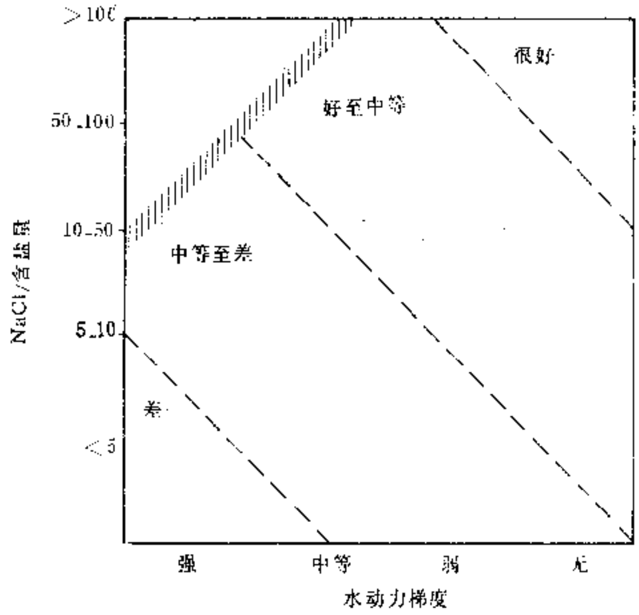


图136 油气田与其水动力和水化学特征关系图
(据CHIARELLI，1979)

垂直分带

正如有关油气生成条件所指出的那样，我们观察到随着温度，尤其是深度，油气在纵向上分成不同的级带。例如在尼日尔三角洲沉降盆地（它现在的地温很接近于继续沉降的最大值），我们发现（图210）：等温线100℃处主要是油，100~130℃之间为油和气，大于130℃主要是气。

完整的分布图上，上部地层常出现重油和气，最深的地带为甲烷气。

我们看到温度的作用倾向于逐渐消除其它地质标志的痕迹，尤其是沉积条件的痕迹。

半个世纪以来，人们通过定碳比和油与气的性质来确定成岩作用和深成热解作用之间的准确统计关系（RUSSEL，1925）。今天我们可以把油气分成相应于不同煤阶的大带，许多基础方法，如有机质的状态（定碳比，镜质体反射率，有机质变质程度）或矿物质状态，尤其是伊利石的结晶度可作为分带手段。应该指出的是，地质学家认为很重要的荧光现象在镜质体反射率为1时便消失。

温度随深度的变化显然是由地温梯度决定的。深度／温度和年代／深度图（图137）显示煤和油的平均分布范围，也展示重油在近代岩系中发育，轻质油和湿气在较老岩系或在年青盆地的深部发育，而甲烷则随时都存在。

由于水的渗透会使油氧化降解，生物降解会使石蜡烃和轻烃损失，致使封闭差的盆地和盆地边缘地带出现重油。此种演变与成岩作用同时发生。

区域地温梯度

大多数富油气区的地温梯度高于平均地温梯度，除了滨海大盆地外，贫油气区的地温梯度常较低。可以举出一些盆地的地温梯度异常情况：苏门答腊、锡尔特、加利福尼亚、中

亚、阿拉伯等盆地或盆地中的几个带内较高的地温梯度（5～7℃／100m）；加贝斯湾、西西伯利亚某些区、Edjéleh、罗马尼亚喀尔巴阡山前凹陷、俄克拉何马、Orénoque、吉普斯兰、Ghawar、普拉德霍湾等地区的高地温梯度（3～5℃／100m）。

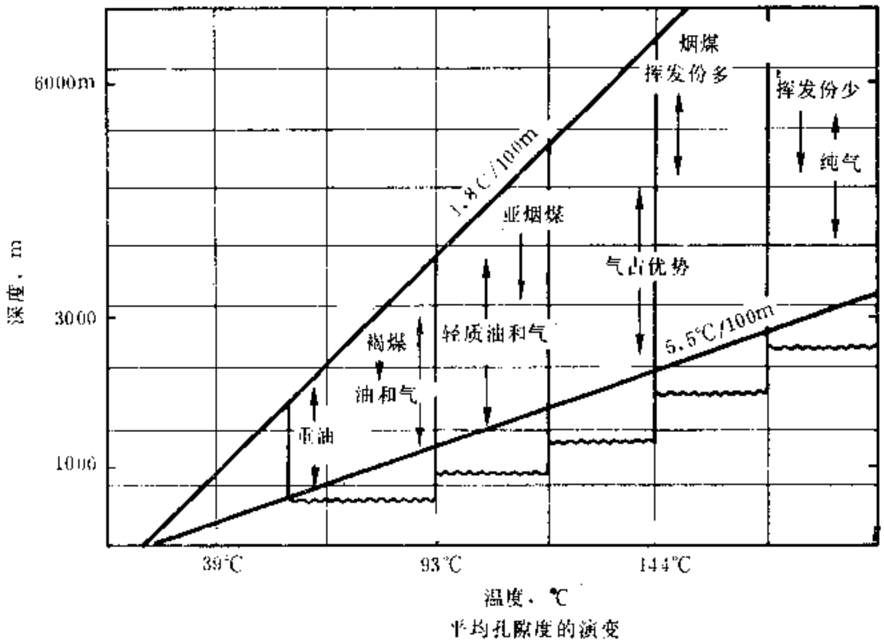


图 137　油气和煤的分布随温度和深度的变化

不同类型的盆地和一个盆地的不同部位的地温梯度变化很明显。

例如乌拉尔—伏尔加油区的高部位区的地温梯度较高，有较大的油田和气田，而地温梯度低的地区却是贫油或只有重油（VALITON，1972）。

此外，我们推想盐丘的良好热传导性有利于紧邻区油气的生成和成熟。

1.2.2 地史标志

在讨论了地层学上古地理和沉积顺序性后我们试图讨论地史标志。主要是指出时间因素在与形成油气区有关的地质条件中的重要作用。

虽然有时不易觉察出来，但时间因素在形成油气聚积和油气流分布上起了基本的作用。用同位素法测定绝对年龄，并进行生物地层学对比，年代范围就变得更可靠了。

确定地质年代序列一般通过地质剖面分析来取得，尤其运用今天所说的地震地层学或地震相的研究从高保真的地震剖面来取得。对盆地结构和构造的分析可以自然地把地层和构造结合在一起。这将是我们的第一方面。

然后通过时间—深度（或埋藏或其它标准）图来定量分析沉降、沉积和侵蚀等随时间（年代）的变化，由此来表达盆地类型特征和与圈闭或油气系统的关系。这将是我们的第二方面。

1.2.2.1 统一构造条件

地史发展结果形成的盆地结构可以由隆起区和低洼区在时间上纵向和横向进展来形象地表示。我们首先分析区域构造，然后再分析局部构造。

区域平面图

区域平面图相当于油气区平面图，在此图上沉降区应看作油气生成中心，它具备：对生

油岩和盖层岩相有利的沉积岩；有利于沉积岩压实、烃成熟以及运移的埋藏深度；特别有利于储集层的沉积相，尤其是浊流或白垩沉积。

相反，隆起区的有利特征是：有利于储集层的沉积相；相对低压的岩层使油气聚集，但也有不利的一面，即可能发生沉积间断和／或剥蚀，使油气被破坏。

隆起带不要隆起太高，否则会缺盖层或被剥蚀。

最有利的隆起带是位于伸向盆地内的区带，这些区带过去曾是海进和海退的交替区，导致岩相交替，特别有利于盖层沉积。

高部位和低部位之间的过渡带是最有利的地方，前者特别宜于聚集油气，而后者供应油气。目前已知沿着隆起区边缘的高渗透翼是构成油气聚集特别有利的场所。

发育不是最早或最久的区域隆起带常是第一个油气大聚集的场所。在稳定的情况下，这些最初圈闭能保存油气至现在，并常常形成大油气田。如阿尔及利亚撒哈拉的 Hassi R′Mel 和 Hassi Messaoud 油田，美国 Panhandle—Hugoton 油田，阿拉伯地台的 Ghawar 油田。如果隆起区由于构造运动而碎裂、断层切割或褶皱，就会形成系列油气田。例如二叠盆地北缘和中央区的油田，撒哈拉 El Biod—Gassi Touil 褶皱带。地堑常是古隆起的下陷带，这无疑也是某些下陷区的情况。

在两个或许多凹陷之间的长期隆起区起轴的作用，这常是特别有利区，例如：在隆起上的普拉德霍湾油田，先位于古生代—侏罗盆地北缘，后位于后生成的白垩—新生代盆地上；Hassi R′Mel 油田位于西撒哈拉古生代盆地和东部的下撒哈拉中生代和第三系沉陷区之间（图 144）；玻利瓦尔油田横跨在早第三纪和晚第三纪盆地之间的跷板轴上。

这些构造要素，尤其是某些区域隆起区的油田排列，支配着构造，例如威利斯顿盆地的 Cedar Creek 和 Nesson 油田的走向，伊利诺斯盆地的 Quoin 和 Salle 油田的走向、中大陆盆地 Nemaha 褶皱带的走向、利比亚的 Dahra—Raguba 油田、法国阿奎坦盆地的 Meillon—Saint—Faust 油田。

局部构造图

在局部图上，即圈闭图上，构造条件起了多种作用。概括为褶皱和断层两种情况。

对褶皱的过去已做了大量的研究。首先是纯几何形态的观察。形成不是实质性问题，只要褶皱形态产生向下封闭的闭合面积即可。

然而应指出的是，最大的或有最大闭合度的构造并不总是值得注意的。褶皱太密会产生破坏盖层的裂缝网，至少在中和面之上是如此。有时常常在同一垂向上的盐丘和曲率半径很大的背斜中发现巨大的油藏，其厚度变化大。

地质发展史永远是极其重要的。并不是最老的构造需要最有利的发展史，而重要的是我们首先要了解在油气运移时间、通道和圈闭存在之间在地理上和年代上的紧密关系。

背斜油藏中常有许多局部不整合，成为重复的供油相。如俄克拉何马城油田和中大陆附近的其它油田，Pô 平原的上新统油田以及 Cortemaggiore 主要油田、维金地堑上地垒的许多油田等等。

我们可能对新沉积坳陷中某些油气区或某些地区的新构造的优越性分析得不够，特别是伊朗 Zagros 边缘中新世后形成的巨大背斜褶皱。此新构造未受剥蚀并具连续性很好的强岩层，它被向斜隔开。相反，宽广的向斜和向斜向的背斜在较深处有剥蚀作用（COLMAN SAAD，1978）。

同时起油气运移通道作用和阻塞作用的断层的情况则较为复杂，并有争议。很多人认为

断层越老越密封。这是沉积间断和水的流动的结果，水流的矿化物会逐渐胶结裂缝。同期沉积的断层，特别是盆地边缘的大断层，如维也纳盆地的 Steinberg 断层由一系列油气田所标志，足以证明其断层的作用。苏伊士、Reconcavo、阿拉斯加的 Cook inlet 等盆地的富油区也归功于边界的大断层。

相反，现代断层无疑是运移的通道。伊朗 Kangan 地区的含气构造被新的大断层切割，其中有些断层是近代地震形成的，由一条横推断层来局部封闭。

圈闭条件决定油气聚集的最终分布。

以上曾提及具密封盖层的褶皱区的不同圈闭，表现为在盆地内部气田占较高比例，而盆地边缘较浅部位则为油田。这和成岩作用的油气分布是一致的。

反之，由通过断层或盖层的垂直运移形成的不同圈闭会导致许多浅层气田，而油则留在盆地内部的深层岩系中。这种分布图酷似早期油气分布（图 139）。

事实上，地质条件很少如此的简单和如此的明显，不能用同一模式表达之，它与其它因素，尤其是盆地的总体有关。因此通常很难通过不同图象的异同对比来找到独一的分布规律。

1.2.2.2 地质动力学条件

研究一块油气区的历史或其地质动力学背景的时间演变，可以重建油气藏生成和保存的不同机理的年代表。

这种重建主要通过时间与一个参数，尤其是埋深或沉积厚度的关系曲线图来完成。这“时代—深度”或“地质史”曲线图（VAN HINTE，1978）可以恢复时间与一个参数、面积、一种作用的演变关系，并定量确定沉降、沉积、剥蚀以及缺失的时间，明确盆地类型、一个圈闭或一系列圈闭的作用（图 138）。

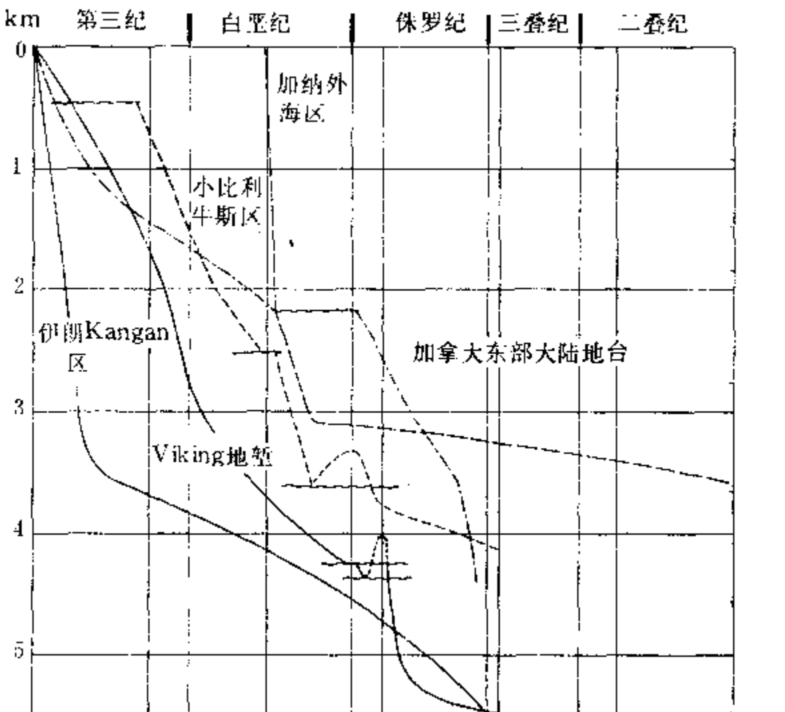
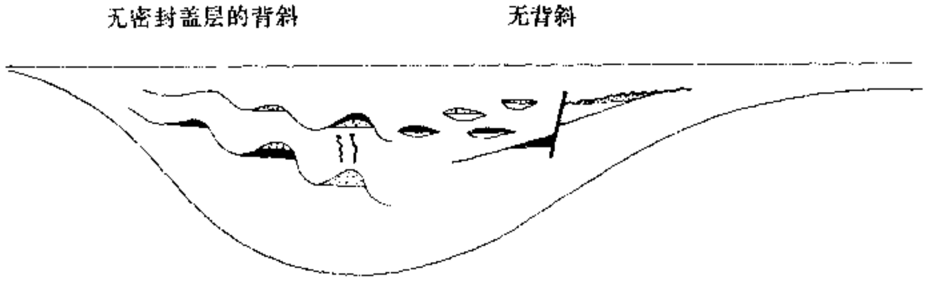


图 138 加纳滨海、加拿大东部滨海、阿奎坦盆地、北海、伊朗的某些井的时代—深度曲线图

按动态下的运移条件



按保存条件和变质条件

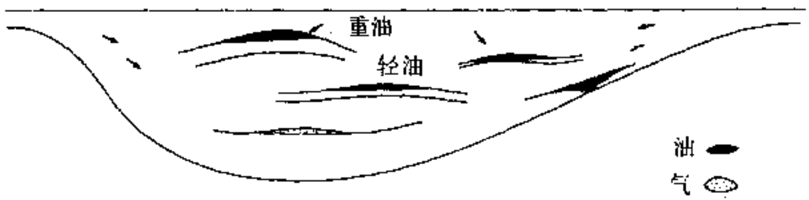


图 139　盆地中随圈闭类型而异的油气分布

另一种重建是通过年代—沉积角度曲线图，此曲线可以比较两条剖面并清楚地再现沉积岩的变化，特别是再现盆地的沉降范围和海进—海退。在此情况下，通过与盆地边缘相应于无沉积线顶的对比而得出的一定时间间隔的沉积岩柱来代替厚度（RONA，1973）。

这些曲线图的原理并不是新东西：1911 年 LEMOINE 在分析巴黎盆地地质中首先采用此方法。由于数据处理技术的进步又重新掀起对这些表现方式的兴趣，数据处理技术可以把各种机理定量化，同时在机理和其绝对测量值之间的关系间给时间因素加上新的方面。

在这些分析中，时间因素可从以下三个互相补充的方面中获得：各石油地质现象相互之间的相对位置；主要地质事变连续与否；距今年代情况。

相对性

早已有人指出，不同的盆地中有机质的成熟和油气的排出常常是地质史中的新事件，是与盆地沉降时期（和地区）有关的事件（TISSOT 等，1975）。

在此条件下，正如本书中指出过的那样，重要的不是构造的绝对年代，而是油气构造的相对年代或其位置。最早的构造并不总是最有利的，应着眼于较新的构造，即使这些新构造只圈闭天然气。

例如富含油气的 Cook　Inlet 盆地、阿拉斯加以及加利福利亚等都有上新-更新世很年青的构造，新生代沉积厚达 7500m。

期间和连续

另外一个重要而较少提及的时间因素是期间和连续的概念。

我们都很清楚有机质的成熟和油气的生成机理：温度越高则成熟期越短，否则就相反(第二篇第 I 章)。

换句话说，年青盆地（如晚第三纪盆地）应比老盆地具有更高的地温才能使有机质成

熟，或一个盆地的产油气能力在恒定地温下与其对有机质的加热期间成正比。如我们在第二篇第 1.2 节所述的 LOPATIN（1971）对煤的研究、ZIEGLAR 和 SPOTTS（1978）对加利福尼亚圣华金盆地的研究所提出的那样（图 41）。

路易斯安那滨海油区显示出较传统的型式，在此油区中由于垂直运移而使油气藏位于靠近生油窗的顶部（图 139）。

然后我们应分析在此期间内的地质事件是否连续，并把事件分为几个阶段。显然对一定期间来说，阶段数与其每段的期间成反比。阶段数越多，阶段期间越短，地质史越不连续，对称程度越低。

地质史较简单的、对称度较高的油气区常常是较富的油气区。例如 Zagros 山麓油气区：其沉积岩系厚度 12000m，主要沉积岩为 6000～7000m 厚的二叠纪—中新世沉积，沉积期间达 250Ma，自中新世以来缓慢地形成波长 10～20km、波幅 2～3km 的褶皱系列，并且很少受剥蚀，因而在地面形成了向斜相间的简单背斜。这些背斜大而简单，且富含油气。

阿拉伯油气区的褶皱更大，波长达 50km，其地史有些差异，历史很长但变化不大。

西西伯利亚盆地从三叠纪至现在的沉积都是连续而简单的。

上述油气区是世界三大富油气区。

相反，多期常导致产地分散。具有长而重复但只有局部断层的地质史却有另一种情况，如尼日利亚，或湾岸三角洲油气区，或礁油气区是分散产地类型的富区。

地质史复杂、运动多，并且经历几百万或几千万年的地区是分散产地类型的贫区。如阿奎坦盆地、落基山盆地、摩洛哥盆地、阿巴拉契亚盆地均是典型例子。

在上述盆地地质史中，无沉积期和剥蚀期估计是特别不利。抬高首先意味着温度和压力的降低、断裂、大气水的侵入和变质作用、油气散失，最终是沉积岩受剥蚀。

地质史上长时间缺失而海侵岩系又未达大厚度的油气区很少是富区，如加拿大东部"近海区"，加拿大北极区的一部分，阿奎坦盆地北缘。反之，在白垩纪至第三纪有巨大沉降的 Labrador 陆台则为富区。换句话说，意味着缺失的降起运动破坏油气藏，而沉降运动形成油气藏。这一地质史情况好象有一点与传统的构造概念相反，但却以崭新的观点来完善我们的推理。

距今年代的情况

重要的是建立油田的地质史以及其距现今的时间表。

在石油地质研究中应恢复"旁观者"的观点，把地质现象的研究作为评议题目。WEGMAN（1950）在其沉积盆地历史和运行比较中强调沉积盆地填满的期间，即全部充填的经过，而并不专门研究某些时候的不整合。对石油工作者来说，他对最终生成油气藏的全部运行历史都是感兴趣的，旁观者的观点最终是记录在圈闭中有无油气。

如我们在上述（第二篇第 1.2 节）看到的那样，石油可以在较短的期间生成（以地质尺度看），在沉降急剧期间，一千多万年便可生成石油，而在地台中则需上亿年的时间。因而在此情况下，我们可以设想油气的生成和排出是在沉降最剧烈的一个或几个时期断续进行的。这样，TISSOT 和 WELTE（1978）指出，现今存在的 10 个油气田中有 9 个是在白垩纪和／或第三纪形成的，就是说不管其生油岩是哪个年代的，大多数油气藏是最近一亿年生成的。其它油气田则多数与海西褶皱造山运动有关。

对我们石油勘探者很重要的是地质历史和现在存在的石油和天然气之间的关系。应该承认，除了盖层特别致密的情况外，最富的区域是保存油气的地带，即进入的油气流补上其流

失的地带。

沉降使压力和温度增加，而压力和温度的增加是生成新的油气的条件，第三纪时这些油气区是以沉积速度快、沉降率高为特点。沉积速度每百万年 40～50m 是最佳的因素。最佳沉积速度已由许多较新沉积中富油气区的年代–埋深曲线图算出。

一些最大的和最富的油气区都属这种情况，或至少部分属此情况，例如：波斯湾、西西伯利亚，马拉开波，湾岸、Tampico–chiapas、锡尔特，南加利福利亚、尼日尼亚、北海、北阿拉斯加、巴库、labrador 陆台等（图 138）。

在某些油气区，如尼日尔Pô三角洲或马来西亚 Bruneisabah 陆台中，一些油藏是很年青的：1971 年发现的 Tembugo 油田的产层是上中新统浊流型砂岩，此砂岩位于断层背斜顶部，而背斜褶皱形成时间距今只有一百万年（WHITTLE 和 SHORT，1978）。

我们不能由此推断，具有上述条件的所有盆地将都是富区；这只不过是需具备的条件。我们也不主张排除其它类型盆地含油气的可能性。我们只能想到，找到大油气田的运气极少，而失败的风险却多。

1.3 油 气 分 布

1.3.1 盆地内的油气分布

盆地内油气分布是地球化学、水文地质、沉积和构造等一系列机理逐渐发展的结果。

1.3.1.1 地球化学和水化学标志

油气生成标志

我们观察到，通常随着埋藏深度的增加温度也增加，即在沉降作用下，在进行轻度深成热解作用的几百米深度，平均镜质体反射率为 0.5～0.6，生成不成熟或低成熟重油；上述深度以下直至镜质体反射率为 1～1.2 的深度内生成的原油越来越轻；镜质体反射率大于 1.2～1.3 的埋深时生成凝析油，直至干气。

早熟的气体大部分为甲烷，甲烷也能在埋藏浅的未成熟带中遇到。因而甲烷同时作为深部深成热解作用岩层的产物和未成熟区所藏的气体。在最近一次冰期中的地层也藏有甲烷水化物，如在西伯利亚和加拿大遇到的那样，这类甲烷主要产自北极圈地区，也有在非极圈区产生的，甚至在某些海上深部盆地发现了此种气体。

聚集在储集层的石油对沉降运动造成的温度和压力变化仍很敏感。

温度的增加会导致石油分子的裂解而生成较多的轻质馏分和气，最终完全变为甲烷和沥青。这是用以判断热变质的一种降解现象。西加拿大盆地原油性质随深度演化是最好的例子。

在沉降作用下压力的增加会导致石油脱硫和脱沥青，结果会造成沥青矿。压力增加最终导致天然气和轻质组分溶于原油中而使沥青质沉淀。这种压力作用与温度使烃类裂解的作用是一样的，两者常难以区分。在西加拿大上泥盆统礁油田中曾对此机理进行过研究(EVANS 等，1971；ROGERS 等，1974；BAILEY 等，1975)。

变质标志

烃类是极其易变的物质，只能保存于无氧和较低温度下。因而油气在盆地整个地质历程中对物理、化学和生物作用特别敏感，在这些作用下变化。这些不同作用的结果逐渐抹掉了沉积条件的印记。从沉降和温度增加引起的变化中，我们可以加以区分并能比较降解机理，

并把或多或少与抬起有关的综合现象更直接地与变质和降解相同看待。

隆起运动最终导致剥蚀、盖层被破坏、断裂、压力下降、大气水的侵入等等，引起石油轻组分的逸失，结果是油藏中的原油变重。

盖层的破坏使油藏得不到保护，导致原油被氧化。尤其是当油藏接触了大气水，则使石油聚合生成颜色深、高粘度的固体或糊状的油。这是地面油苗的形态。这也是"焦垫"的起因，这层沥青是在某些油藏的油水面接触处生成的，它能大大限制油藏开发时底水的作用。

外界水的侵入同时导致生物作用，尤其是细菌的活动（EVANS 等，1971；BAILEY 等，1973；CONNAN 等，1975）。这种生物降解表现为石油轻馏分的丧失，由于烃类中较弱链的断裂结果使残余下来的石油变重和 $\delta^{13}C$ 增大。生物降解也会生成甲烷。

应牢牢记住，烃类是一种不稳定的易变化合物，它不断随储油层或生油层的物理化学条件而变化。

这些不同的变化，尤其是变质作用影响着盆地内的油气分布。它们使油气生成时的油气重新分布，使浅层原油变重，尤其是盆地边缘的原油。

石油的年龄

石油的年龄多大？它的答案有许多。

可以用储藏石油的储集层的年龄来回答：这是常用统计学方法求得的容易而简单的答案。

我们可以用生成石油的生油层的年龄作回答，这种回答是推测性的，它们之间的相关性研究较棘手；答案非常不确切，因为石油永远不会与其生油岩是同期的，油气总是在运动。

我们最终可以通过其生成的年代来确定石油的年龄，就是说从生油岩有机质的成熟和排油来计年龄，这肯定是比较准确的回答。正如 TISSOT 等（1975）指出的那样，生油岩沉积和石油生成主要期之间的时间可以相隔几百万年至 3 亿年。

1.3.1.2 沉积和气候标志

沉积相决定了生成和储存于其中的石油性质。我们观察到，泥—碎屑岩相常富有腐殖类有机质，如三角洲区，其生成的石油富含蜡和产大量天然气。此外，碳酸盐和蒸发岩相则生成富含硫的环烷基石油。看来温度对泥岩的作用要比对碳酸盐岩的大。

另一方面，由于水合作用使甲烷在水中的溶解度降低，因而我们发现寒冷气候地区天然气特别丰富。

1.3.1.3 构造和水动力标志

构造标志仅由圈闭条件和运移通道决定。油和气常分别从高压区向低压区运移，就是说向通常较浅之处运移。我们已认识到这种运移取决两个主要因素，即上覆岩层密封与否和闭合程度。

如果盖层下无断层，发生侧向运移时，就会有差异圈闭，最终导致天然气分布在盆地内部区，而油在较浅的盆地边缘构造带。这种情况在继承性背斜和礁圈闭中出现，例如密执安西北的志留系礁带（图 53）（GILL，1979）。此带是前述各种油气分布模式的结合。然而水动力的活跃会把油驱散，只在浅部留下气藏。

如果在某一岩系中，油气运移通过地层圈闭带，或垂直穿过岩层，尤其是经断裂和裂缝网穿过盖层，这就导致轻质烃类，首先是天然气跑到上层，若遇到密封盖层就会被圈闭，否则就会散失在表层甚至散失在大气中。在这情况下，油会留在深层带而气则会在较浅的岩层中。

事实上，这种垂直运移或散失常常有利于油气聚集，尤其是形成一些背斜油田。这种情况下的运移也会同时有 GUSSOW 侧向运移。

在液体和气体烃同时运移的情况下，气体烃占据闭合穹隆的上部。如果闭合幅度小，则天然气占据圈闭的全部或大部，在此情况下就有产气区或产气带。

1.3.2　油气在地层中的分布

地球历史的各大阶段的地质特征均反映在油气区特征和油气的地层分布上。

分布很广、富含有机质的志留系黑色泥岩是第一套重要生油岩系。生成的油气流常聚集于下泥盆统碎屑岩层中。

首批天然气聚集于二叠系碎屑岩中，常常是侵蚀期，特别是多雨期之后的沙漠干燥期；气藏由聚集几十亿吨有机碳的上石炭统煤层大量供气；这些气藏常被二叠纪和三叠纪厚蒸发岩封闭。

欧洲地中海地区的上三叠统—下侏罗统、北欧的全部侏罗系中富含沥青的黑色泥岩沉积厚层组成含有机质极丰富的第二套生油岩。

海退期的、还原和碎屑相盆地的下白垩统常富含煤炭沉积，被看作另一生油气期沉积。广泛海侵时沉积的上白垩统浅水厚壳蛤类碳酸盐岩是气候较温暖时形成的，这时期形成了最大油藏的圈闭和储集层。黑色泥岩的广泛存在，大西洋地区的中阿尔比期至土仑早期的缺氧还原环境是形成此时期特大油气田的原因。

大部分油气均产于中生代末至第三纪初期，而这些油气储量的大多数来自白垩系。应指出的是此时代没有大陆断错特征，但却有海洋开启速度加快和无磁极倒转的特征(LARSON，1979)。

第三纪特征是，全球构造分块，尤其是第三系地层体积的增大和盆地数目的增多。盆地数目的增多常导致良好的油气生成和聚集条件。始新世和中新世是特别有利的时期。

分析全世界油气田后（HALBOUTY，1970），可分别阐述这些油气田的分布特征。

巨型油田（约 100Gt）的分布证明白垩系油田占总数的 1／3，尽管伊朗油田是第三系的。第二高峰是 16Gt 的上第三系，然后是古新统（8Gt）和泥盆系（5.6Gt）（图 140）。

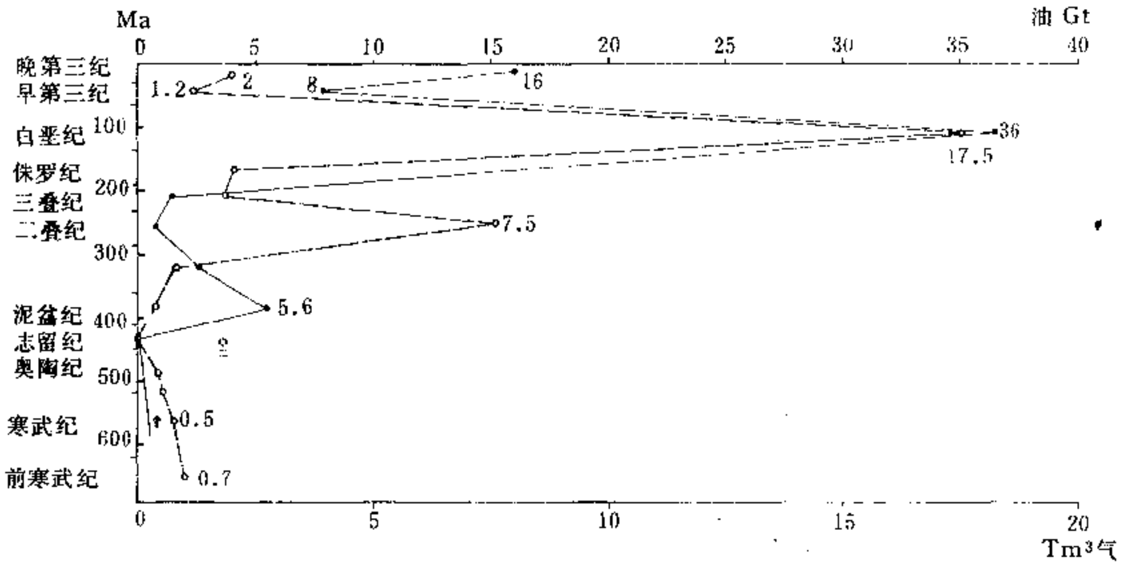


图 140　世界所发现的油气的地层分布（据 MEYERHOFF，1979）

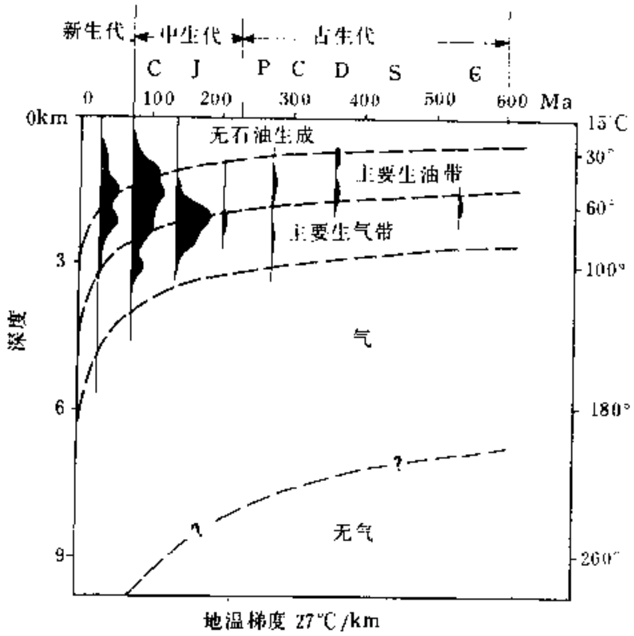


图 141 巨型油气田和油气生成带的分布与时代和深度—温度的关系图（据 MAGARA，1978）

天然气的情况就大不相同。由于西西伯利亚富气，白垩系中累积储量略超过 50%；然后是二叠系约 7.5Tm^3，占 1／4（北海、美国、中东、苏联）。

应指出的是，拥有全世界已发现气田 3／4 的这两组地层一般都靠近石炭-二叠系和白垩系大煤层。从地质动力学观点看，这两个时代相应较稳定（MEYERHOFF，1979）。

平均地温梯度为 27℃／km 的巨型油田的分布与时代和深度的关系（图 141）也说明侏罗系、白垩系和第三系的重要，在某种程度上反映了古生界油田具较浅的深度。

这些图突出了第三纪和中生代的重要，阐明油气生成时代新、较老岩系不利于油气生成的特点。更深一步的分析研究指出，随后未受强烈褶皱及断裂的强烈沉降期是重要的油气生成期。

然而在早寒武世和前寒武纪（500～800Ma）地层中也找到油藏和气藏。

发现了许多这样的油气藏，第一个是在西伯利亚 Irkoutsk 盆地。Markovo 油田发现于 1962 年，它在下寒武统聚集 1Mt 油，在上元古界有 17Gm^3 干气。往北 1000km 的 Sreden—Butuobin 有 166Gm^3（5.95Tcf）的 C_1 占 88%、C_2 占 4%的天然气以及 22Mt 的轻质油，均产于下寒武统和上元古界。Verkhenevilyuy 发现于 1975 年，含有约 300Gm^3 气和 36Mt 凝析油（MEYERHOFF，1981）。

此外在密执安北部、南非和澳洲的 23～28 亿年的岩石中也有烃类和干酪根（MURRAY 等，1980）。

结　论

油气区并不是只与盆地类型或沉积类型有关。最富的油气区，具有地质动力学、古地理或沉积学以及它们之间良好配合的各种特征。

显然最重要的是一开始就有强烈的沉降。没有沉降就没有盆地，而没有沉积盆地就没有可能的油气区。此外，构造变形应适度，使生成的油气不会因侵蚀作用而散失。

并不是所有盆地都有油气。绝对必要的是沉积岩的分布在时间和空间上配合得好，以便构成油气生成、储集和保存所必要的连接和组合。尤其需要在某些时期有还原环境和多种孔隙相的古地理，全部地层都由不渗透层广泛覆盖。

此外还需要这些生油有利岩相处于成熟带内，如在湾岸所观察到的那样（图 142）。

最终指出的是，所有这些作用都必须按“规定”的年代顺序进行。

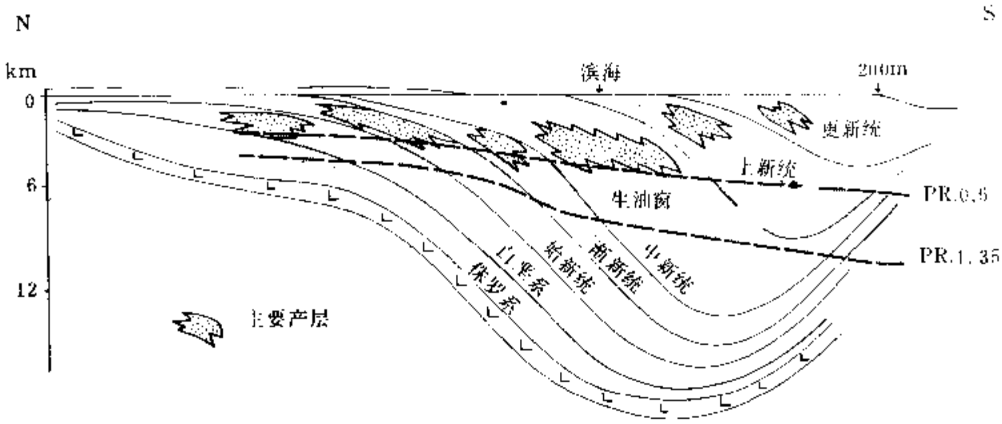


图 142　路易斯安那区的油气产层分布图（据 DOW，1978）

2 油气区的主要类型

"科学给我们所揭示的过去形迹只是
曾经真实存在过的本影。"

TEILHARD DE CHARDIN

并不是每个沉积盆地都是一个油气区，但每个油气区在地域上是与一个或许多个沉积盆地叠合的。要有油气田群，重要的是必需要有一块能生油、储油、圈闭和保存油气藏的沉陷区。

形成这样的油气聚集所需的地质条件中，有三项通常具有地理上的延伸：这就是构成生油岩、盖层和储集层的先决条件。这三者的共存或甚至它们与其沉积之间的某些年代关系，成为形成一个油气区的关键之一。

生、储、盖层岩相的分布以及它们的发育显然由沉积盆地的特性密切控制。因此，对所有不同种类的油气区的分类将反映盆地分类，而后者中常加进沉积方面的考虑。

油气区十分接近沉积盆地的概念，但因为沉积和成岩过程会以不同的规模出现，因此必需有沉积盆地的概念。

如象 MEYERHOFF (1974) 所指出的，此分类应是较宽的，因为一个盆地在其历史中会改变它的特性，某些油气区常夹在两种不同类型中间。此作者还举出三个大油气区作为例子：波斯湾、乌拉尔—伏尔加和西西伯利亚，这三个油气区累积发现、已证实和估计超过100Gt 油和 70000Gm^3 气，它们，尤其是前两个油气区，不归属于明显的分类。

油气区之间那些特征的交汇容许我们进行分类，但它们永远也不能抹杀这样一个事实，即每个油气区各有其特征，从而使我们得以把之同似乎与其相似的油气区区分开。在此章中对一些油气区的描述因而不应被看作是标准类型，而只能作为多方现实的阐述。

从较简单到较复杂，从较稳定到较活动，我们可以分类如下：

(1) 地台型油气区，特别涉及礁油气区；

(2) 断陷型油气区：裂谷，地堑，被动或离散边缘，此类型包括很多的三角洲油气区类型；

(3) 造山带中的油气区：山间的、走滑断层的，前渊的，与会聚运动有关的，克拉通边缘以及与山脉和岛弧伴生的油气区。

我们通常看到，位于造山带中的油气区常是第三纪的，而年代较老的油气区属于较稳定地带，且它们易受侵蚀而被破坏。

2.1 地台型油气区

此类油气区一般位于岩石圈板块上的克拉通区，虽然常叠加在先前狭窄的断陷地堑上，但地台油气区总的以较稳定为特征，表现如下：

(1) 构造上，表现为沉陷较小和变形少，大曲度半径褶皱及断块，常带有大的走滑断层活动。

(2) 沉积上，表现为沉积岩系相对较薄和从岩相和厚度上一般较均匀。这里特别是大的海进和海退的场所，尤其是大海侵可能形成区域性地层尖灭。

从油气角度看，储集层岩相的连续导致有捕集可能经长距离运移的油气的有效闭合构造存在。这些条件有利于形成产地集中型和诞生大油田。然而某些沉积条件尤其是海侵，或某些暂时的沉降加速会产生砂坝或礁构造，这常是富油气藏的起源，但产地分散（第 2 篇第 4 章）。海侵期也有利于生油岩沉积。

这些油气区总体包括：9／10 的古生代油气，3／4 的天然气储量，找到的 1／4 的轻质油（KLEMME，1977）。

根据这些盆地的面积和复杂性可分为：稳定的地台油气区和较不稳定的地台油气区，尤其是含礁油气区。

2.1.1 稳定地台油气区

此种油气区以沉积岩系一般较薄为特征，很少或没有褶皱，为单一旋回，并相对富含储层岩。埋藏浅不利于油气的生成和油藏的保存。在无盐岩的情况下压力是静水压力。因而这类油气区常是产地分散的贫区，仅局限于压力较低、保存较好的盆地中部，如象在巴黎盆地看到的那样（图 143）。

油田一般体积小（在这种类型的盆地中只在伊利诺斯发现过一个大油田），它们的主要特点是：

(1) 闭合度小的穹窿和背斜，例如威利斯顿、密执安、巴黎、西利比亚盆地等；

(2) 断块，例如 Orenoque 盆地南翼或阿尔卑斯山外磨拉石盆地北缘；

(3) 地层尖灭，如丹佛、保德河、俄克拉何马盆地。

如在密执安盆地至 1961 年为止发现的 413 个油田中有 352 个储量低于 10^6bbl (140000t)；丹佛盆地的中等油田只有 130000t 储量，其中最大的（Adena）油田有 10Mt；而前几年 2000m 的探井钻井费为 30000＄，如果发现 5000t 油在此条件下是有盈利的，如果是干井则费用加倍（MCGINNIS，1958）。

这种类型的油气区古生界（前密西西比）和中生界特别发育。原油一般较轻。

与短期快速沉降有关的礁地层的存在，却例外地构成产地分散的富区，例如艾伯塔油气区的上中泥盆统和密执安油气区的志留系。

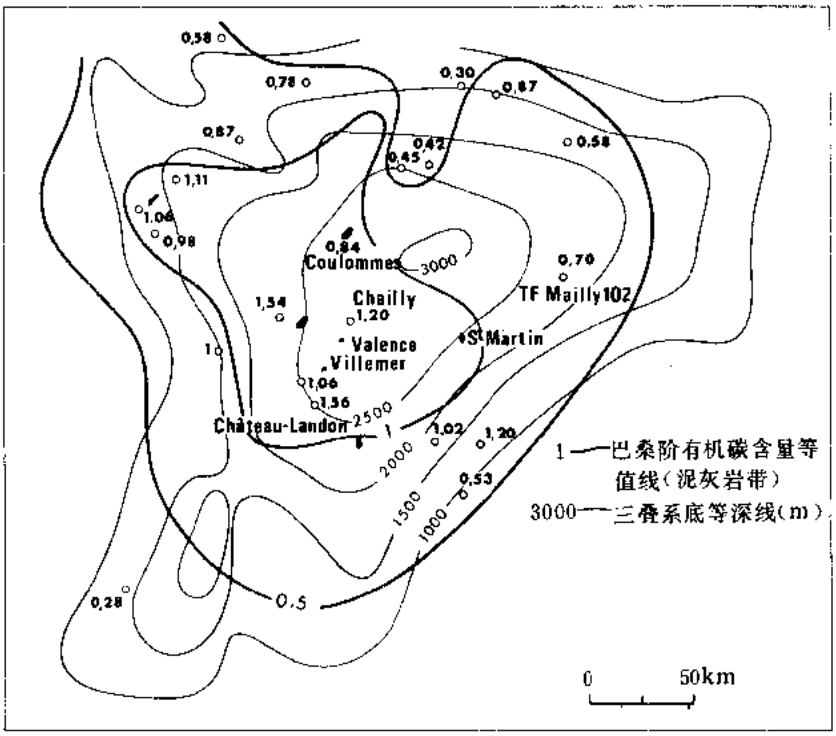
2.1.2 较不稳定或复杂的地台油气区

这种油气区不但具有较厚的沉积岩系，大部分为古生界的，岩系分布很广且连续，常有缺失和区域不整合，而且，它有广阔的大起伏（西西伯利亚、阿拉伯地台、得克萨斯西部、Artesian 大盆地、乌拉尔—伏尔加、中亚），如地垒、地堑甚至克拉通内山脉（北海、撒哈拉东北部、锡尔特）。这些特征有利于油气中距离和长距离运移，容易形成大油田，如我们在阿拉伯地台所看到的 Ghawar，Burgan；Safaniya 等大油田，在乌拉尔—伏尔加的 Romachkino 和 Arian 油田，在西西伯利亚的 Samotior 和 Urengoi 油田，在阿尔及利亚撒哈拉的 Messaoud 和 H.R′Mel 油田，在锡尔特盆地的 Sarir 油田等等。这类油气区的大油田常具有 1000 至 3000Km^2 面积，和 1500 至 2500m 或 3000m 深度；储集层常是砂岩，岩相变化很大；可采储量达 1～2Gt 油或等量气。

如象稳定地台那样，区域上最富油气区带常位于保存好的中央地带，这区带中水的含盐度高并富含有机质和甲烷等，象对西西伯利亚盆地研究表明的那样。

常使人感兴趣的一种变异是我们称之为“嵌入型”的盆地，其初始盆地的边缘稳定带常在

随后的年代中变为沉降带，盆地沿着脊线轴摇摆，靠近此轴常常集合大油田。这种类型的油气区例如马拉开波盆地的中新统前后，北阿拉斯加的上白垩统前后，阿尔及利亚撒哈拉的古生界和中生界（图 9 和 144）。



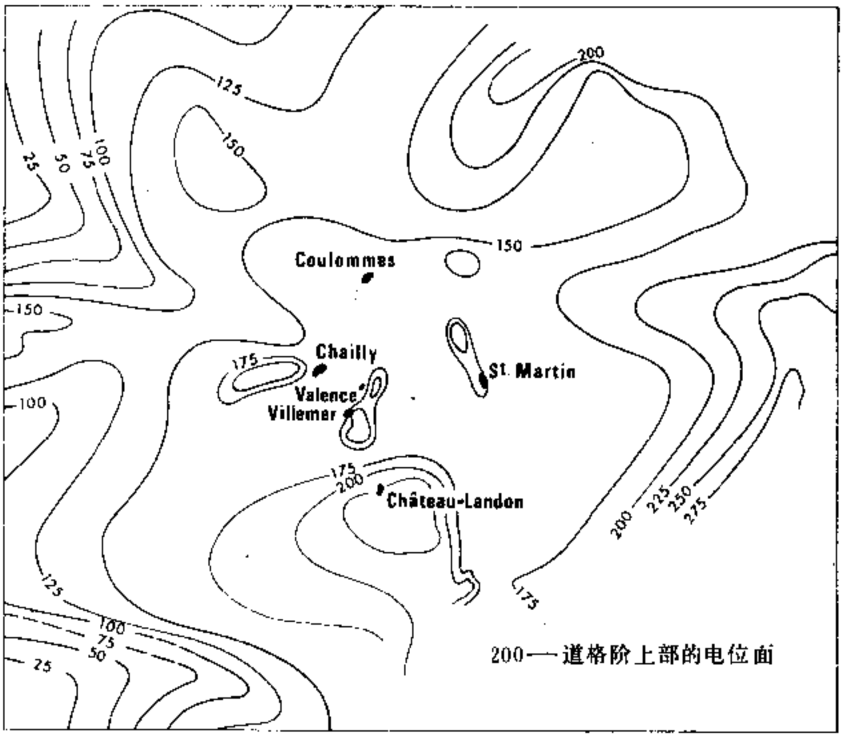


图 143　指出深部掩蔽油藏分布的巴黎盆地图

这种类型的地台油气区 3／4 的储集层是砂岩，1／4 是常伴有蒸发岩的碳酸盐岩。原油

一般是轻质的，常有天然气（这种类型的油气区今天占世界天然气储量的2/3）。

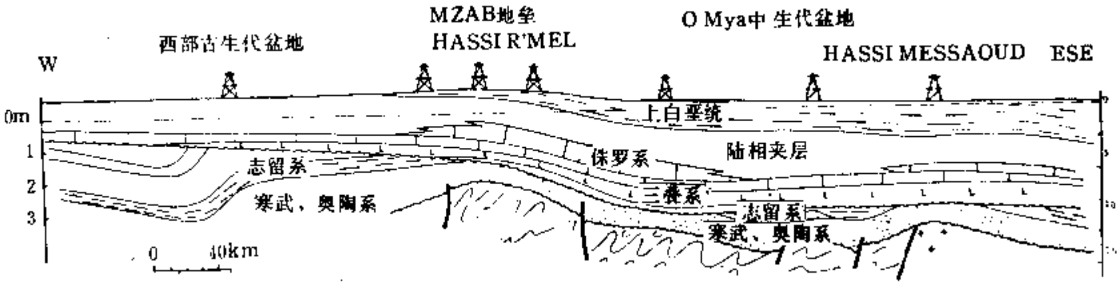


图144 横贯北撒哈拉盆地的剖面图指出古生界和中生界盆地嵌入和Mzab穹窿的脊线位置

在此类油气区中我们可以指出包括有80个大油田并占有世界储量1/4的二十多个盆地。三分之二的此类油气区都有大油田，在此类油气区中找到工业性油田的机会占一半。油气丰富程度一般大于2000t/km²常大于7000（据KLEMME，1971、1975、1977）。

这些盆地越大、沉降和变形越厉害以及有几条曲率半径大的褶皱则越使人感兴趣。支配油田分布的构造特征，一般能迅速由地震方法确定，特别是如果我们能从早期勘测获得盆地的总体构造概貌的话。在这类型盆地中我们常常得到最高的油气产量，勘探成功率可能仍相对适中；这也是勘探费用最低的地区（KLEMME，1971）。在下章大油气区中我们将提到某些例子。

2.1.3 碳酸盐岩和礁油气区

在地台油气区中应特别强调碳酸盐岩地台油气区特别是礁油气区。虽然碳酸盐岩只占总沉积岩的20%，但却包含40%的世界石油储量，碳酸盐岩相中只有5%有油，且更多的是在白云岩中。

统计表明，北美洲碳酸盐岩油气区80%的油气储存在白云岩储集层中。而此油气区中的天然气比砂泥岩系少；在美国所发现的天然气只有28%储藏在碳酸盐岩中，而72%在砂岩中（BEEBE和CURTISS，1968）。世界大油气田只有13%是在碳酸盐岩储集层中产天然气，而却有50%的油产自碳酸盐岩储集层。此外，碳酸盐岩层的天然气所含硫化氢和二氧化碳比泥一碎屑岩系高。

碳酸盐岩油气区的特征之一是在坳陷边缘发育台地地貌，以及形成生物礁类型的小岛或浅滩。这些多样化的环境特别有利于生油层和储集层并行发育。尤其是从盖层角度看，蒸发岩的存在常导致盐的运移，尤其是Mg的运移，它导致白云化从而发育储集层。

某些纯粹碳酸盐岩油气区如威利斯顿盆地的密西西比统、Swanhills地区的泥盆系、艾伯塔的Rainbow以及密执安盆地和马拉开波盆地白垩系（Luna灰岩）碳酸盐岩是主要生油岩。然而在很多情况下，油来自含沥青和磷酸盐的泥灰岩或泥岩夹层。这种情况在二叠盆地和在Paradox盆地密西西比统及落基山盆地出现。

构成富油藏的礁在某些克拉通型盆地的碳酸盐岩台地上特别发育，在活动地堑的高槽上也发育礁。这些礁常在堤前或礁台地前排成行或散开，它们较连续，且常有水侵入。

碳酸盐岩和蒸发岩组合是很好的盖层和圈闭，尤其是在盆地边缘海侵位置上的蒸发岩更是如此。这是艾伯塔西北部中泥盆系和密执安、西得克萨斯二叠系以及乌拉尔前渊、阿拉伯地台上侏罗统、Zagros油区中新统形成富油区的原因之一。

侧向封闭也可由灰岩相侧向过渡到蒸发岩相来确保，如象我们在艾伯塔上泥盆统、威利

斯顿盆地密西西比统、落基山北部的宾夕法尼亚统所观察到的那样。

礁油气区常表现为产地分散；在有大构造并且有很好的供油源的情况下也会例外地出现产地集中。

礁油气区中或更通常称之为碳酸盐岩中最富的列举如下（图 145）：

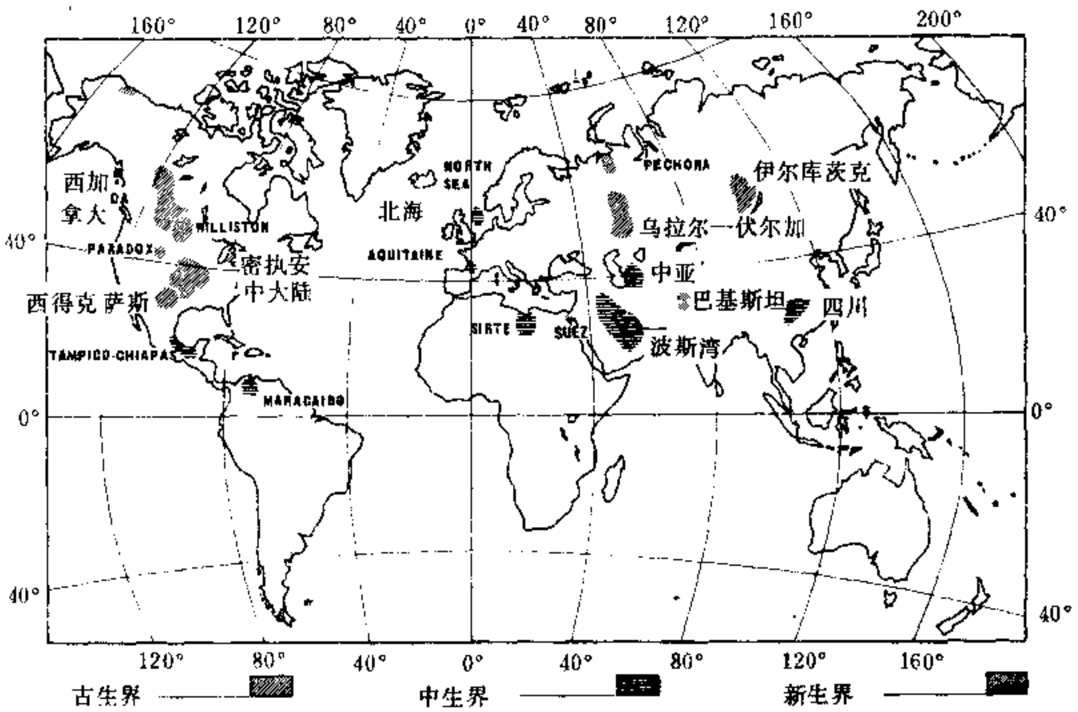


图 145 主要碳酸盐岩油气区全图

①密执安盆地和中大陆的一部分志留系；

②西加拿大泥盆系；

③Paradox（Aneth）盆地和普拉德霍湾密西西比系；

④西得克萨斯和中大陆的一部分的宾夕法尼亚—二叠系；

⑤Petchora 和 Belaiya 的前乌拉尔地区和波斯湾（气）的二叠系；

⑥中国四川盆地三叠系；

⑦中亚和阿拉伯油区侏罗系；

⑧墨西哥 Re´forma 区和 Oro de Faja、波斯湾 Emirats 带及马拉开波盆地白垩系；

⑨锡尔特盆地、巴基斯坦（气）的古新—始新统；

⑩Salawati 盆地，西 Irian 和 Zagros 边缘区中新统。

这种油气区中某些与稳定克拉通盆地很相符，如密执安、艾伯塔、西得克萨斯油气区。其它油气区则代表较复杂盆地的相对较稳定的边缘，并且总的是更为沉陷：例如墨西哥盆地、锡尔特、苏伊士和 Salawati 盆地。

作为这两组油气区的例子，我们描述了密执安志留系油气区和 Salawati 中新统油气区；在下一节中可看到西加拿大、西得克萨斯、锡尔特盆地和墨西哥的一些概况。

礁油气区例子：密执安盆地

密执安克拉通盆地代表中等富裕的稳定古生界油气区（300000km^2面积，每平方公里500t），由于礁发育而形成许多小而肥的油田。盆地是奥陶纪时在较老的地堑上形成的；在密西西比纪末—宾夕法尼亚纪初期盆地经受轻微褶皱。主要产层在：

①奥陶系白云岩和断裂带；

②泥盆系孔隙度不同的背斜圈闭；

③志留系礁。

礁带为两条15至30km宽和270及160km长的盆地东南和西北边缘延伸带。这两条以每公里6至26m下潜的礁带代表盆地边缘的古陆台外缘；礁以塔形在层孔虫堤礁前发育（图146）。

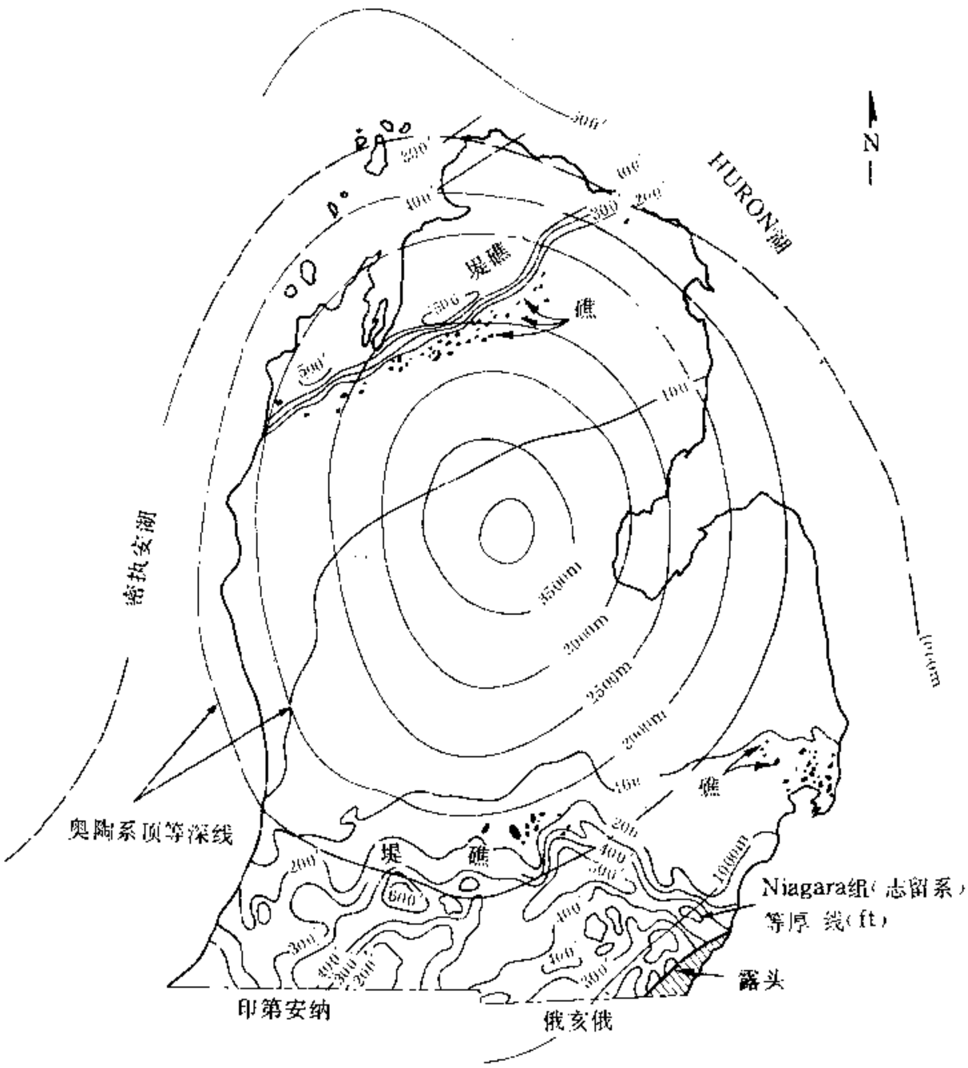


图146 密执安盆地图，图上指出志留系礁和堤礁的分布（据MESOLELLA等，1974）

礁是由藻类、珊瑚、棘皮类和层孔虫碎屑包在碳酸盐岩和蒸发岩致密岩系中组成的。它们的发育与海面的波动和沉陷的加速相对应。它们的面积为0.12和3.4km^2之间，西北部平均为0.32km^2，高度达180m，倾斜度为30至45度。它们的埋藏深度为900至2000m。其孔隙度为3%至37%（图147）。

在盆地西北边，油田分布均匀：最靠外的礁是含水层；沿着盆地边缘是礁油田带，从低

部位向含气塔礁过渡，依循着 Gussow 的差异聚集逻辑图。最靠近盆地内部的礁常由 Salina 组的盐胶结成为好的盖层。与此同时，油的比重从边部向内变小，平均为从 0.81 变为 0.72 (图 53)。

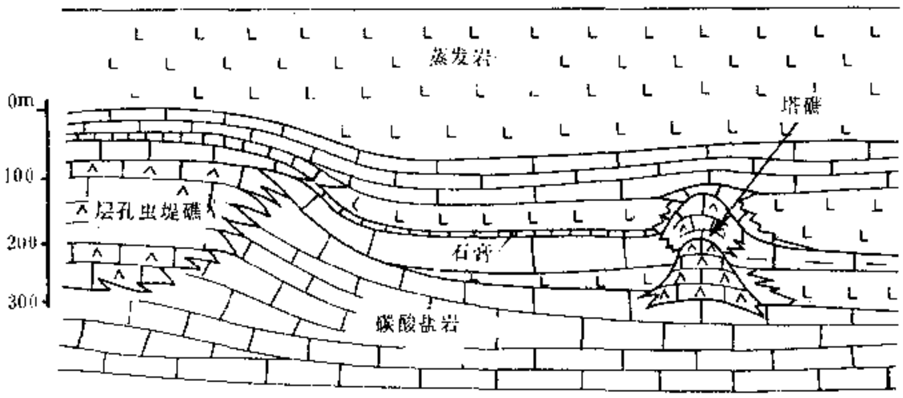


图 147 密执安盆地北缘志留系剖面，图上指出在堤礁前面礁的分布（据 MESOLELLA 等，1974）

从 1969 年第一次发现油田开始至 1976 年底，在盆地西北边缘已找到 360 个产油气的礁，221 个产油、139 个产气，72 个干层。这成功率相当于 50Mt 油和 80~140Gm^3 气，油田多是平均产油 0.20Mt 和 0.5~1Gm^3 气的中等油田。由于地震技术的进步和重力勘探的配合（礁重力异常 0.2mGal），在此时期勘探成功率达 85%。这些油田一般只用一至两口井开采，最多 10 口井（据 MESOLELLA 等，1974 及 GILL，1979）。

Salawati 盆地

Salawati 晚第三纪盆地位于 Irian Jaya（印度尼西亚）西部，晚第三系岩纪厚大于 4500m (图 148)。

岩系序列主要为中新统碳酸盐岩，暗色，含有孔虫和浮游生物，带黑色泥灰岩夹层，富含有机质。

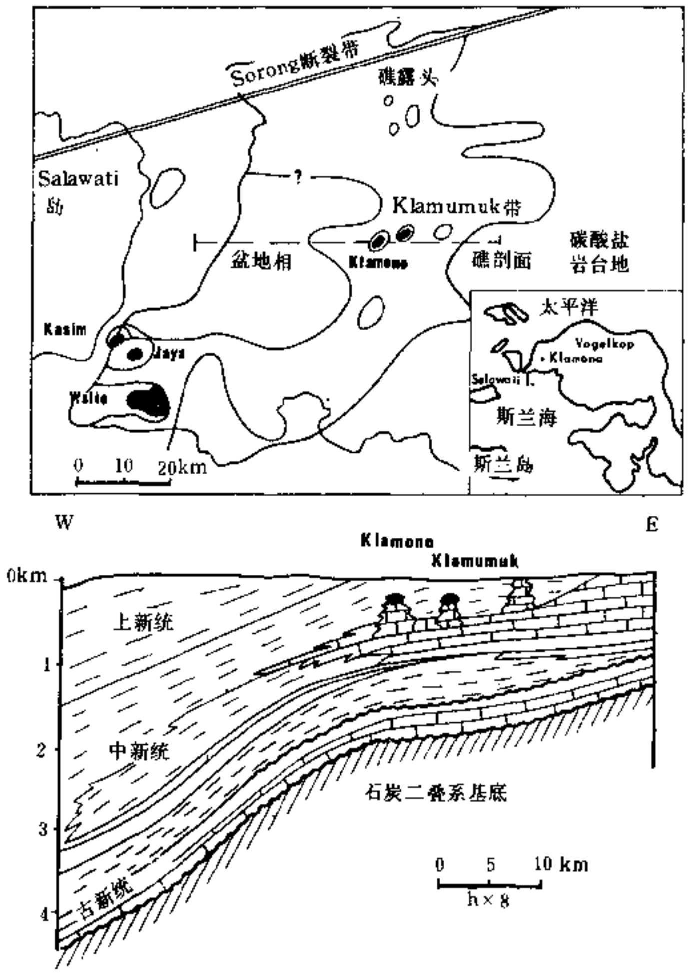


图 148 Irian Jaya 的 Salawati 盆地剖面图指出礁的分布 (VINCELETTE & SOEPARDAJI, 1976)

沉积向南和向东过渡为台地碳酸盐岩，在其前面发育年代为上中新世的礁堆。这些礁逐渐由盆地边缘的海侵泥岩所覆盖。在整个上新世时期在海退背景下，

从砂和粉砂过渡到填满整个盆地的厚达1500m的泥岩，运动主要是垂直的。

此油气区的圈闭由有时断裂的中新统礁构成，礁由有孔虫、藻屑、珊瑚、棘皮类和软皮动物灰岩组成，它们的孔隙度达30%至40%，在油浸带平均为20至30%，含水层的孔隙度降为小于20%。渗透率很大，单井日产2800至4500t（20000至32000bbl／d）。

这些礁的体积变化很大，一般呈圆形，直径为2.4至19km，高为200至500m。上新统海相泥灰岩为盖层。油来源于相对较深的岩相和黑色泥灰岩夹层。原油为含蜡油，平均比重为0.89至0.80（27°至44°API），贫硫。

主要油田是Kasim和Jaya，均位于同一礁体上，而Walio是最大的油田（图149）。此油气区的发现取得约75Mt油。

首次发现是在1936年，在深130m的地面背斜构造的中新统灰岩中发现一个重油小油藏。这"成功"导致打了25口干探井。从这些探井取得的资料提供了对此盆地的研究基础。地震技术的发展和航空摄影地质的详细研究随后很好地确定礁圈闭的位置（据VINCELETTE和SOEPARJADI，1976年）。

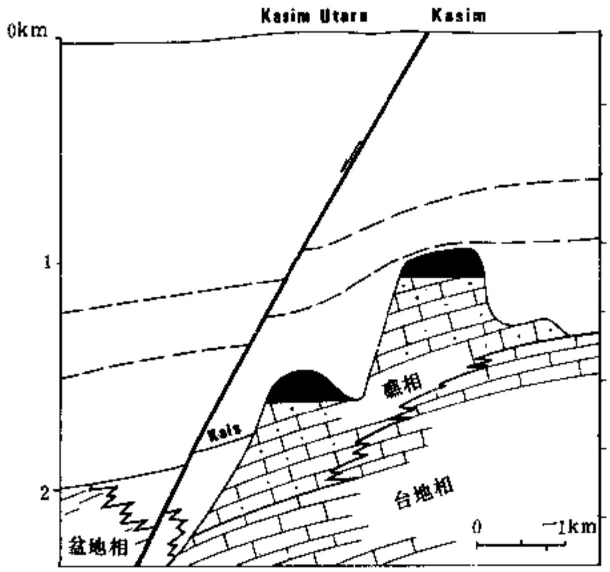


图149 Irian Jaya的Salawati盆地的Kasin油田剖面（据VINCELETTE & SOEPARDAJI，1976）

2.2 断陷型油气区

断陷油气区的特征是沿挠曲和大断层垂直运动占优势，常位于某些弱克拉通带或其边缘区。这种类型的油气区常呈狭而长有时呈三角形或圆形，沉积岩厚度达5至6km，有时更大。这种类型的盆地一般位于克拉通或环克拉通范围。

可分为三个主要组合：

（1）裂谷型或地堑型油气区，相当于在克拉通范围的断陷地堑，常带有盆地凹陷初期的痕迹。取作为此种类型油气区的例子是苏伊士湾晚第三纪油气区和巴西Reconcavo白垩—第三纪盆地。

（2）被动边缘油气区或离散型油气区，这类油气区重叠在被海漂移而撕裂的古裂谷上。油气区由前裂谷期和后裂谷期两大组沉积物所填充，后者可能沉积在洋壳上。这些盆地有基本不对称的横剖面，但在与此相对的滨海盆地中则可以是对称的。以下为我们将特地考察的赤道非洲（加蓬、刚果、安哥拉）的大西洋油气区，巴西的大西洋正面Campos油气区，澳大利亚西北和东南部陆架上的Dampier和吉普斯兰油气区。

（3）新生代三角洲油气区，它代表填充极厚的三角洲岩系的被动边缘盆地的特殊情况。在本文中我们将看到加里曼丹的马哈坎三角洲盆地，在大型油气区一章中将看到尼日利亚的三角洲盆地和湾岸盆地。

2.2.1 裂谷型油气区

这种类型的油气区一般具有相对复杂的地垒和地堑结构。圈闭常由断块组成，也有由不整合以及在隆起带储集层岩相发育而形成圈闭。

储集层有碎屑岩也有碳酸盐岩，但其延伸范围较局限。

生油岩和盖层岩相变化很大，而常与封闭性岩相尤其是与蒸发岩有关。地温梯度一般较高并有随天然气增高的趋势。原油常较轻。

这种类型油气区有十多个，拥有近40个大油气田，它们都属于富至极富油气区，平均每平方公里含油8000t。四个最大油田平均拥有全盆地的10%至20%的总储量（KLEMME，1971）。今天约有38Gt油和等量气已经在此类型油气区中发现，特别是发现了储量为300～400Mt的巨型油田（HUFF，1978）。

在这些富油气区中可以列举出苏伊士第三纪地堑、北海中、新生代维金地堑、中亚Boukhara-Tadjik地堑、苏联泥盆—石炭纪Pripet和Ukraine盆地。

苏伊士和Reconcavo盆地作为蒸发岩海相模式和非海相模式在下一节中分别加以介绍，接下来将简短介绍维金地堑和锡尔特盆地。

苏伊士湾

苏伊士湾是以大正断层为界的晚第三纪断陷地堑，面积为12000km^2；它沉陷于相对稳定的，由石炭纪和中生代陆缘地层所填充的地区上（图150）（EL AYOUTI，1980）。

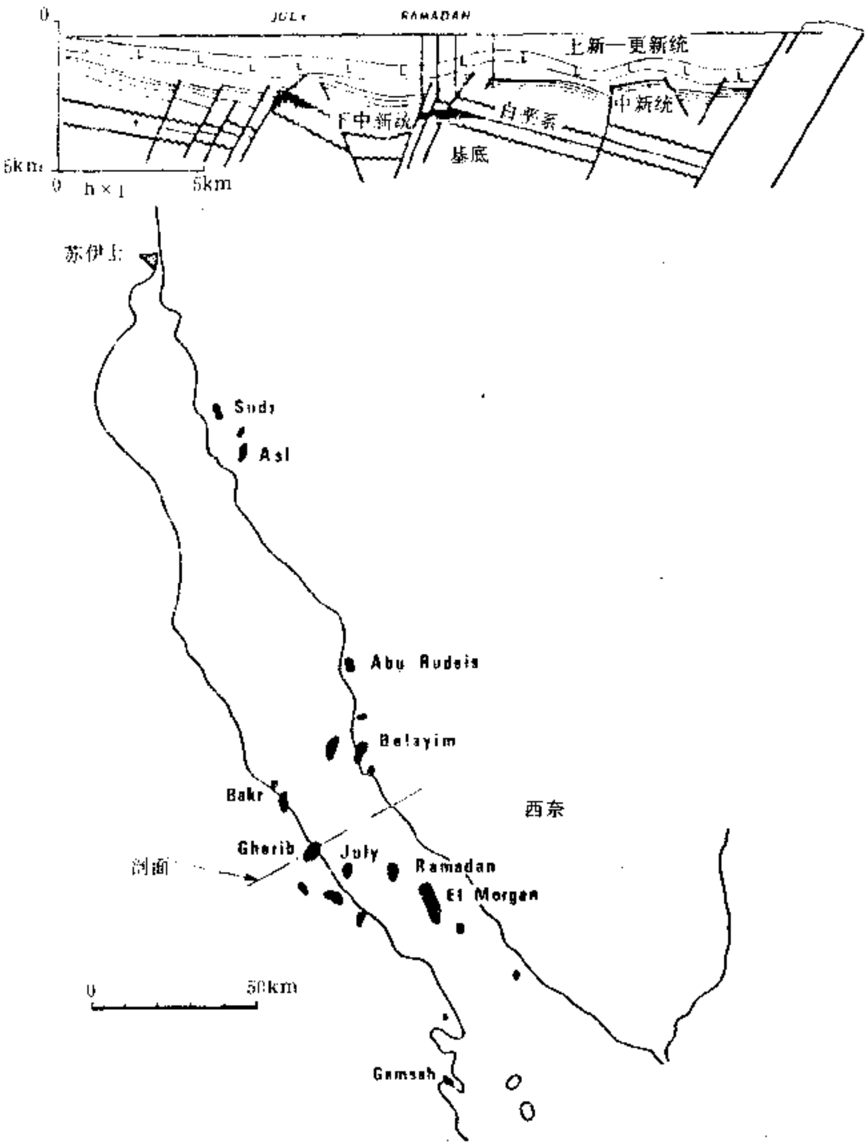


图150 埃及苏伊士湾盆地平、剖面图（据SAID，1962）

在顶部，中新世的产层包括巨厚的球房虫泥灰岩，夹有砂岩和礁灰岩；它被一组中部特厚的蒸发岩和石枝藻灰岩复盖。中新统总厚达 3300m。上新—更新统岩系主要为碎屑岩，厚达 1500m。

苏伊士湾是一个富油气区，已经发现 700Mt 油，分布在二十多个油田中；到 1981 年已产油 28Mt。

圈闭主要由断块、披盖背斜和砂岩透镜体组成，礁灰岩圈闭较少，所有圈闭均与地垒有关。

油层主要为分布在中新统泥灰岩中的厚达一百多米的砂岩层，其次为始新统灰岩，老地层油层较少。中新统砂岩的孔隙度（Kareen 和 Belayim 层）一般高达 20%至 25%；始新统裂缝灰岩的孔隙度为 10～15%。

盖层为夹石膏层的泥灰岩。

生油层大部分由球房虫泥灰岩组成，其中某些层的沥青含量达 3%；生油层曾经历了强烈沉降（几千米）直至现在，并经受了较高的地温梯度。

原油一般为石蜡基原油，比重为 0.85 至 0.93、富硫（1～2%），有些原油是环烷基的。原油比重随水的含盐量和泥岩盖层厚度成反比变化；比重从西北向东南变小，这与中新统蒸发岩的厚度增加方向相一致；比重随地层埋深增加而变小，因为上面的岩系受地表水的侵蚀（ELZARKA，1975）。

最大的油田为 1965 年发现的 EL Morgan 油田。为一个产层延伸 46km^2 的伸长背斜。油层为埋深 1670m、厚达 60m 的 Kareen 组中新统砂岩。可采储量估计在 140Mt（BROWN，1980）到 210Mt 之间（ST.JOHN，1980）。

第二大油田为 Ramadan 油田（1974），可采储量 145Mt，产层为埋深 3400m 的下白垩统；第三号油田为 July 油田（1973），有 100Mt 储量，产层为埋深 1550m 至 1950m 之间的中新统、上白垩统和古生界；第四号分别为 Belayim（1955 至 1961）和北部的 Rudeis 油田，储量为 70 和 100Mt，产层为中新统，这些油田在 1978 年共产油 4.5Mt。

概括地说，苏伊士湾油气区由于下列条件而成富油气区：

①多种多样的构造圈闭和地层圈闭；

②封闭和先期蒸发的沉积条件有利于形成生油岩；

③储集层多样而且很厚，物性好；

④区域性的蒸发岩盖层；

⑤在边缘的大断层使侧向有良好的封闭；

⑥晚第三纪时的强烈沉陷。

巴西 Reconcavo 盆地

Reconcavo 盆地略倾斜于大西洋岸并沿子午线方向延伸，是一个复杂的半地堑型的断陷油气区的典型。长 200km，宽 40km，面积为 10000km^2（图 151）。

地层主要是晚侏罗世和早白垩世沉积，大部为非海相；其厚度在东南边缘达 6000m。

储集层主要是以分选差的粉砂岩为主的碎屑岩，孔隙度为 15%至 20%，渗透率达 1×10^{-3} μm^2；日产油量高达 100t。最重要的油层为晚侏罗世砂岩和白垩系底部砂岩（Sergi 组）。最连续的油层 Itaparica 拥有 3/4 的总储量，其余储量在 Candeias 和 Ilhas（Wealdien）砂岩中。

地面油苗很少，看来泥岩盖层有效。

生油岩为 Wealdien 非海相的含介形虫和鱼的沥青泥岩以及含煤泥岩。

原油平均比重为 0.9 至 0.82（25°至 40°API），贫硫，但富蜡（15~25%），粘度很高，贫气。

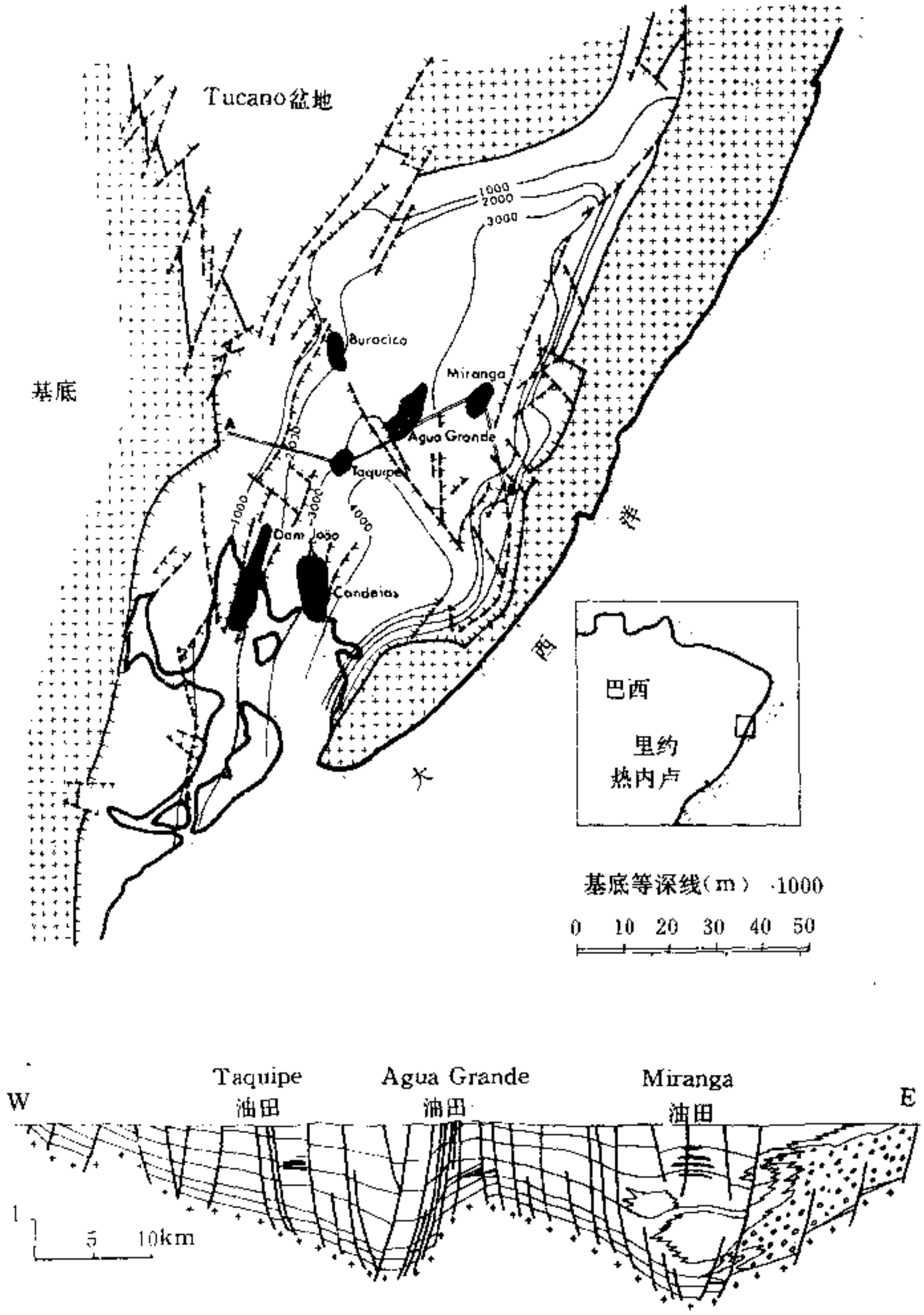


图 151 巴西 Reconcavo 盆地平、剖面图（CHIGNONE 等，1970）

主要是构造圈闭和断层圈闭：

①简单的地垒，如 Dom Joao 圈闭；

②复杂的地垒，如 Agua Grande 圈闭；

③断块和在断层下部的油藏，例如 Aracas。

但也遇到：古凸起形成的圈闭，如 Fazenda Imbe；和砂体构成的地层圈闭，如

Candeias。

主要发现：

Reconcavo 盆地藏有约 130Mt 油和三百多亿立方米天然气，分布在四十多个油田内，但 95%储量集中在六个油田中。

(1) Algua Grande 油田，1951 年发现，是该盆地最大的油田，1976 年占全盆地产量的 47%，其储量为 36Mt；它由位于盆地中央的复杂地垒构成。产层为埋深 1000 至 1300m 的 Sergi 组砂岩，单井原始日产量为 100t。1976 年 87 口井产油 840000t，平均单井日产 26t。

(2) Dom Joao (1947) 油田位于盆地西部侧翼，产层也是埋深 160m 和 370m 的 Sergi 组砂岩，储量约 35Mt；1972 年油井平均产量下降到每天 4t。

(3) Miranga (1965) 油田位于盆地深部断裂的伸长穹窿中，产层为 Wealdien 砂岩；其储量估计为 15Mt 油和 $8Gm^3$ 气（单井日产平均为 30t)。

(4) Candeias (1941) 油田是位于盆地中央向斜中的地层圈闭，储量 13Mt (11.4 节和图 114)。1978 年平均单井日产 11t。

(5) Buracica (1959) 油田是在横向高地上的断块，主要产层是 Sergi 组砂岩，储量 16Mt。

(6) Taquipe (1958) 油田是一平背斜，其估计储量为 11Mt，1978 年 50 口井产量 1000t／d。

Reconcavo 盆地是一个富油气的非海相断陷油气区，每平方公里含油 13000t；产地较集中。至 1963 年打了 255 口探井后取得上述发现，平均每口探井取得 0.5Mt 储量，成功率为 17%。

此油气区的油气丰富与下述有关：

①由边缘断层封闭及切割成地垒和地堑的断陷盆地；

②快速沉积，表现为砂岩和泥岩交替频繁。

在这个由厚度大的泥岩层覆盖并受到很好封闭的盆地中，大部分储量都集中在一层连续砂岩内，并且非海相泥岩起了好生油岩作用（据 GHIGNONE 和 DE ANDRADE，1970； CELSO PONTE 等，1980)。

2.2.2 被动边缘油气区

这种油气区有很好的油气资源：至今为止在这种油气区中已找到 3.6Gt 油和相当数量的气 (HUFF，1980)。油田一般较小，储量低于 40Mt。

产层在漂移期前沉积层和期后沉积层中都有分布。这些岩系的大部分都有生油岩。储集层为砂岩和碳酸盐岩，大部分产层是与大洋漂移初期的沉积相有关的边缘相储集层，或与浊流沉积有关。

构造圈闭经常与基底地垒有关或与盐或泥岩构造有关，褶皱在这里相对较少且幅度小。

与此类盆地有关的主要油气区列举如下：

①南美洲大西洋沿岸的巴西盆地，特别是 Santos 盆地和 Sergipe—Alagoas 盆地；

②对称的非洲沿岸、加蓬盆地、刚果和安哥拉盆地；

③加拿大大西洋沿岸的 Labrador 海相盆地；

④澳大利亚海岸 Carnavon (Dampier) 盆地和吉普斯兰盆地.

以下为作为例子的一些油气区：Campos 油气区、加蓬—刚果油气区、Dampier 和吉普斯兰油气区。

Campos 盆地（巴西）

Campos盆地位于巴西大陆架上，在里约热内卢州，为一个面积30000km^{2}的典型被动边缘油气区。

盆地形成的历史是在白垩纪初期生成的一条克拉通内断裂开始，盆地内充填了油层物性差的碎屑岩以及泥岩生油岩和熔岩。在阿普第阶时出现过渡期，沉积蒸发岩和碳酸盐岩，随后在阿尔布阶（白垩纪晚期）出现浅水的海相巨厚碳酸盐岩地层。

上白垩统地层为较深水海相沉积，包括古新统的浊积岩。上超的泥岩构成生油岩。从晚白垩世开始的泥岩底辟作用形成了各类圈闭。

主要油田是：

1 Garoupa油田，1974年由盆地第九口探井发现；

2 Namorado油田（1975年），产层埋深3000m，水深166m，阿尔布阶浊流砂岩油层的物性很好，孔隙度30%，渗透率1μm^2，日产油6000bbl。在此期间共发现20口油井，总产油90Mt和约12Gm^{3}气（据BACOCCOLI等，1979、1980；CELSO PONTE等，1980，BACOCCOLI等，1983）。

加蓬—刚果—Cabinda油气区

加蓬—刚果油气区包括这些国家滨海沉积盆地的绝大部分。这是被动边缘型典型的洋盆扩张盆地。其历史分为相应的两个大阶段：

1 洋盆扩张前，为具海相或咸水沉积的断陷盆地；

2 洋盆扩张以前，为被动边缘盆地，具由含盐构造影响的海相沉积。

这两大沉积阶段由一层巨厚的阿普第阶盐层分隔开，这盐层从南部Walvis褶皱至北部喀麦隆海岸，延伸近2000km，相当于一个大型封闭盆地的沉积（图152）。

海侵期在这些盆地的含油地质史中起了主要的作用，尤其是作为裂陷沉积岩系的盖层和作为形成上覆地层的构造变形的动力。这两大油气岩系在加蓬区分得很清楚（图153）。

前含盐岩系：

洋盆扩张前盆地是断陷型盆地，从构造观点上看是以地垒和地堑为特征。盆地由早白垩世的咸水湖相沉积物填充，局部有不整合和缺失。含藻类有机质的黑色泥岩构成极好的生油岩，连续的和透镜状砂岩的孔隙度达30%，渗透率达500至1500×10^{-3}μm^2，局部的湖相贝壳灰岩是很好的储油岩。

这岩系的盖层是区域性的阿普第阶盐层，它构成了防止油气散失的屏障，除了某些南部地区以外，那里由于强烈的盐底辟作用而导致此盐层的间断和使油气散失。此岩系的地温梯度曾经很高，但在空间上有很大的变化；现在的地温正常。深成作用损害了储集层的质量。

主要是构造圈闭，均由断块和背斜组成；海侵上超在某些隆起区的侧翼有发育（如Lucina）。

此岩系的油为石蜡基的，含蜡10%至15%，比重较大，为0.87至0.90，粘度很高。

后含盐岩系：

后含盐岩系油藏分布在各种地层中。

储集层主要是三角洲相、滨海相和深海相的砂岩和粉砂岩，年代从森诺曼阶到土仑阶（绿银矿）至森诺阶（Anguille和Batanga砂岩），以及始新统和中新统。但在阿尔布阶碎屑岩和碳酸盐岩以及在始新统硅质泥岩中也发现有油，这些储集层的孔隙度很高，但渗透率很低。

加蓬Mandji岛地区的生油岩为土仑—桑托阶富含腐泥质有机质的黑色泥岩。在刚果，

油气可能来自含盐层内的黑色泥灰岩，那里的岩盐盖层是不连续的，在此情况下，垂直和侧向运移很激烈。在盆地边缘有很多油苗。

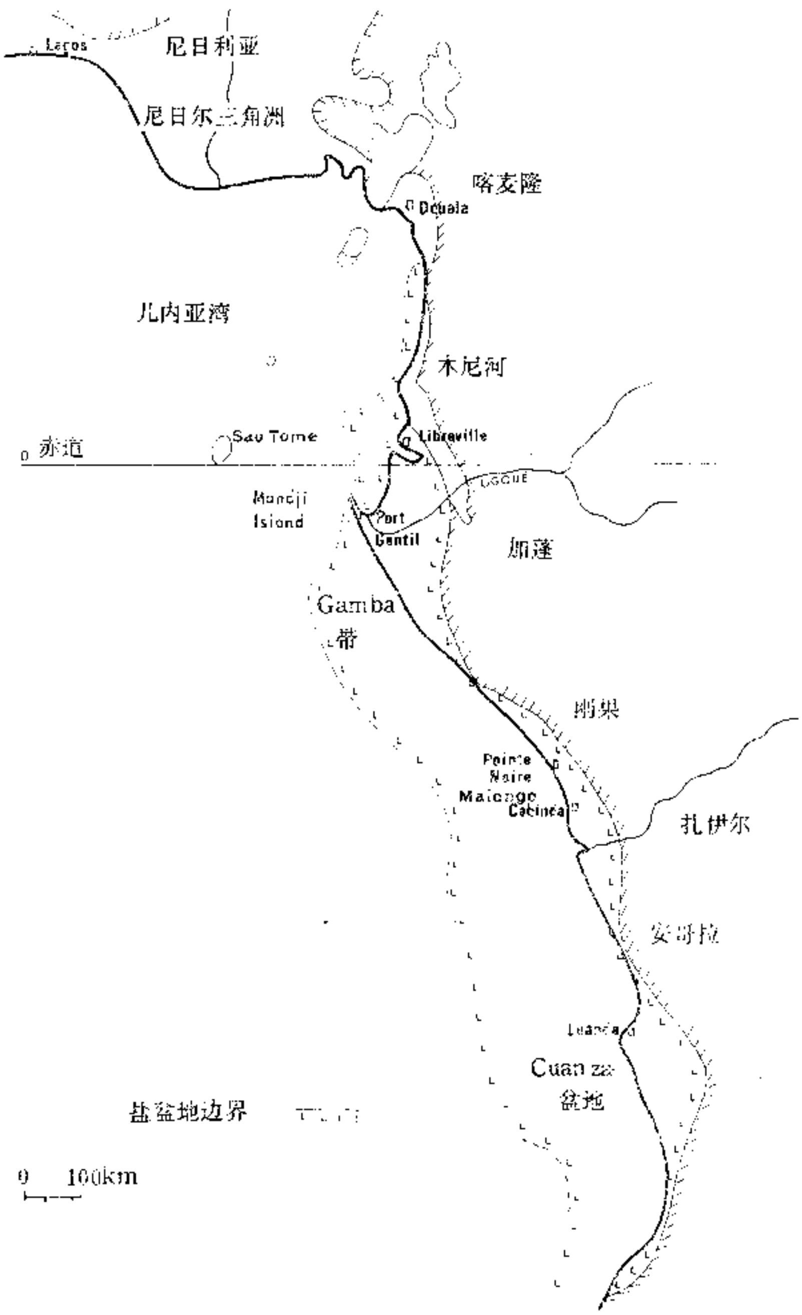


图 152 赤道非洲大西洋沉积盆地图

盖层为不同层系的泥岩。盖层阻止油气垂直运移，并直接决定油田的分布格局。

原油为中间石蜡基，贫硫，较重（比重 0.86 至 0.98），尤其是始新统油，粘度很高，达几百 cP。GOR 低。

圈闭是构造圈闭并受盐底辟作用影响，它们是：

①背斜，有时是由裂陷的中部带的影响，由深部盐丘形成，例如 Grondin 油田（第 2

篇 4.1 节)；

②穹窿间的中等构造圈闭，如 Anguille 油田；

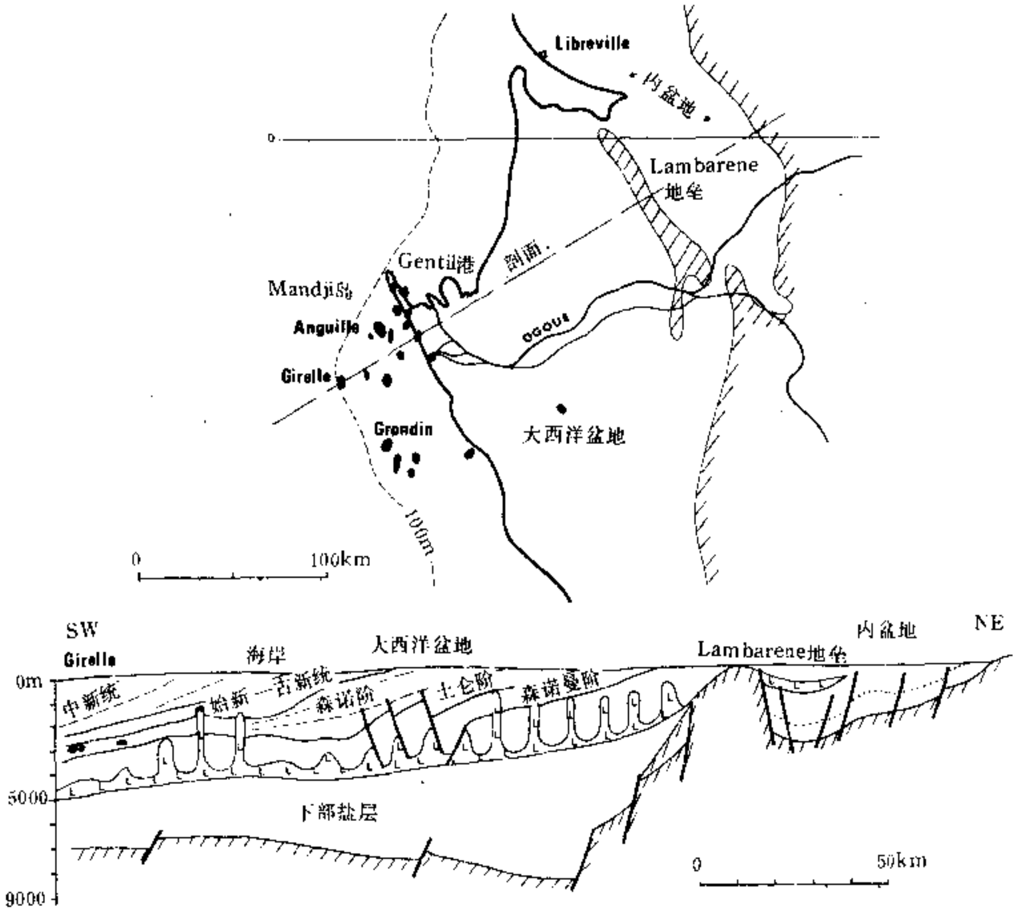


图 153 加蓬盆地平、剖面图（据 VIDAL 等，1975）

③穹窿侧翼部，例如 Barbier 油田，为复杂构造，产层为森诺阶和中新统；

④地层尖灭，产层为中新统砂岩，如 N'Tchengue 油田。

压力一般为静水压力。加蓬的这些后含盐岩系油藏产地分散；36 个油田总可采储量约 110Mt（REYRE 等，1966；BRINK，1974；VIDAL 等，1975；WENGER，1975；REYRE，1984）。

主要发现：

在加蓬、刚果、扎伊尔和安哥拉的含盐前和后岩系中均发现油田（气较少）。

在加蓬已证实两个含油带：

①Mandji 岛区的上白垩统含油带；

②Gamba 区南部含盐岩系前含油带，此带延伸至刚果。

Mandji 岛含油带目前已有三十多个油田，大部分在海上，总储量为 120Mt，其中约有三分之二在 Batanga 砂岩的延伸带内。

主要油田是 Grondin（1971）（第 2 篇第 4 节）（图 154b）和 Anguille（1962）及其外围油田。后者由含盐构造和中等幅度的构造构成，产层为埋深 2100~2500m 的科尼亚克阶／

桑托阶砂岩和粉砂岩，储量约为20Mt。

Gamba区南部包括加蓬陆上和海上领土，在下白垩统砂岩的油田共有六个产油聚集。

主要油田是Gamba（1963），为盐底辟地层下的简单背斜，产层是埋深900m的阿普第阶连片砂岩，原油是石蜡基的，粘度高（40℃下30cP）；原始储量约25Mt（图154）。

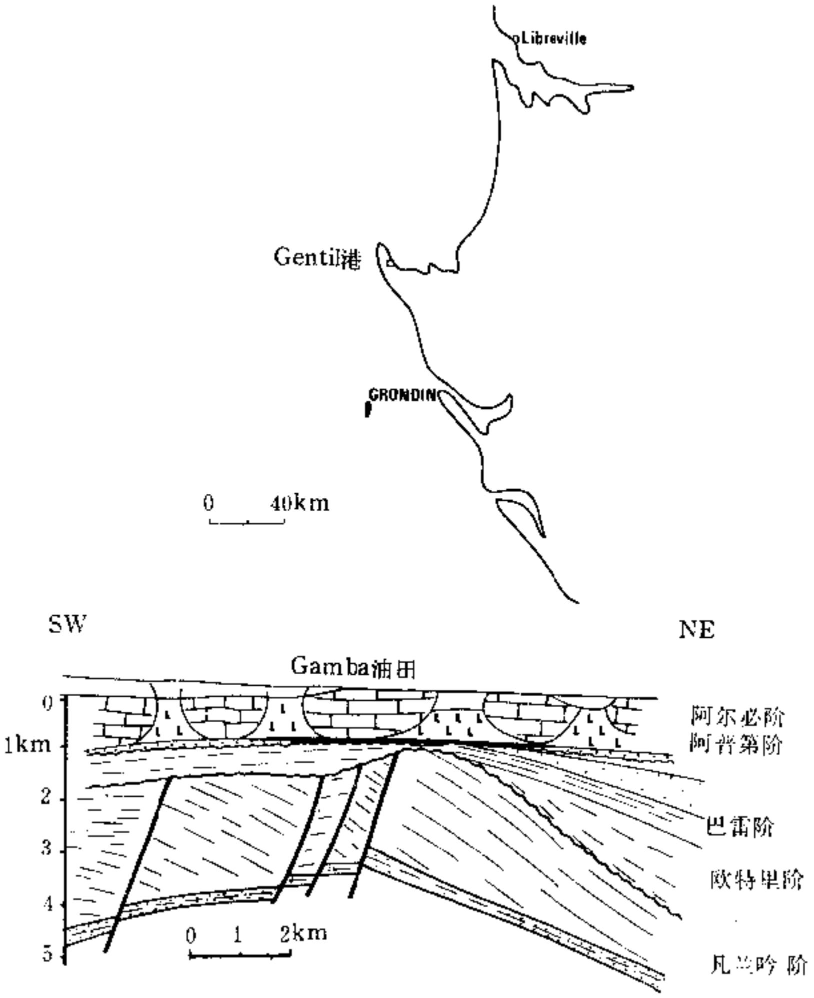


图154 a.加蓬Gamba油田剖面图；b.Grodin油田和Mandaros油田剖面图（据VIDAL，1979）

在其它油田中，应提及的是海上油田Lucina（1971），其圈闭是不整合下的尖灭，产层为比Gamba油田产层时代早的间断砂岩，储量约6Mt。

在刚果，自从在含盐层前地层发现Pointe Indienne油田（1957）后，又在含盐层后地层中，在大陆架上发现六个中型油田。这些油田中可提及的是Emeraude油田（1969），产层为深350m的土仑—森诺曼阶砂岩和石灰岩，原油为重质油，比重0.92（22°API），很稠（15℃时200至400cP），低硫（小于0.8%），凝固点低于−30℃。伴生气含20%二氧化碳和2%硫化氢。采收率低，年产量不足2Mt（GAINETTE，1972）。

Cabinda安哥拉飞地是这些滨海盆地中最富的地带，有Malongo北部（1966）油田，南部油田（1966）和西部油田（1969）。它们的总储量估计为380Mt。这些油田有两个产层，在盐层的上部和下部，四分之三的储量在上油层组。在2100和2700m的深部油层为下白垩统河流沉积的粗砂岩（Lucula砂岩）和厚50至180m的湖相藻灰岩（Toca灰岩），孔

隙度和渗透率（平均 $350\times10^{-3}\mu m^2$）都较高。灰岩常白云化，侧向过渡为含沥青黑色泥岩，湖相的黑色泥岩（Bucomazi 泥岩）为生油岩。

原油为石蜡基，中等比重（0.85，34°API）；凝固点为+30℃，油藏有气顶。油井的产量变化很大，最大的日产 2100t（15000bbl），平均 150t（1130bbl），但 80%的井只有 60t（420bbl）。

埋深仅 750m 的森诺曼阶上部地层是由多孔砂屑灰岩组成，产重质原油（比重 0.90（26°API）），井下原油粘度为 10 至 30cP，含少量硫化氢。单井日产在 55 至 125t 之间（400 和 900bbl）（据 CAFLISCH，1975）。

Dampier 油气区（澳大利亚西北）

Carnavon 盆地中的 Dampier 油气区是一处在被动边缘上的边缘盆地油气区的很好例子，此油气区延绵在澳大利亚西北大陆架上，面积 $50000km^2$。

此盆地在石炭纪末已具有轮廓，由于冈瓦纳古陆分裂和印度洋的诞生而在侏罗纪中期形成（图 155）。

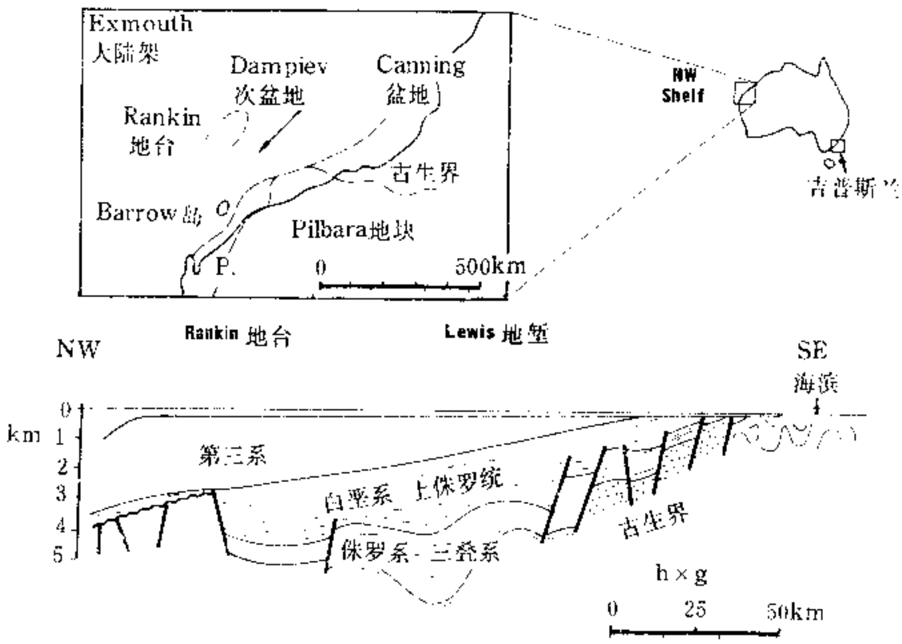


图 155 澳大利亚西北部 Carnavon 盆地 Dampier 次盆地平、剖面图

地层时代为三叠纪至现代；地层特点是上侏罗统和白垩系底普遍上超在老的断陷岩系上，这些老岩系在卡洛夫阶时被切割成地垒和地堑。

上白垩统和第三系海相地层厚达 6000m，尤其是在东南部的 Lewis 地堑。因而盆地的特征是地垒在老地层的隆起上排列成行；大陆架边缘的 Rankin 台地被沉降槽限制在海滨。

Dampier 盆地是富含凝析气的油气区，自 1971 年以来已经找到 $350Gm^3$ 气，其中还有 $50Mm^3$ 凝析油和一些原油。已有 11 个油气田（其中 4 个大的）已经开采。

圈闭主要由断块和断裂背斜组成，时代为卡洛夫阶，处于沉降洼陷的较好位置，还有上覆的披盖背斜圈闭。断层的密封使构造侧翼封闭很好。

储集层为物性好的上三叠统和上侏罗统河流相砂岩和海相砂岩，埋深较浅。储集层由泥岩和粉砂岩所覆盖，泥岩也是生气岩。上侏罗统泥岩和一小部分三叠系和二叠系泥岩是主要生油岩和部分

生凝析气岩。原油较轻（比重0.81），含蜡，天然气中含大量凝析油：60至340g/L。

从此盆地的地垒圈闭和在很宽范围的地层系列中有丰富的生油岩来看，这是一个典型的被动边缘油气区的例子。它的更为独特之处是有由河流或滨海沉积岩系组成的很好的储集层，并由海侵黑色泥岩很好地封闭（据 CROSTELLA 和 CHANEY，1978）。

吉普斯兰油气区（澳大利亚东南）

这个沉积盆地在澳大利亚东南大陆架上，大部分在海中，面积 40000km^2（图 156）。在古生界上不整合上的沉积岩系包括早白垩世相当于冈瓦纳古陆分裂前的地堑沉积的第一组地层。然后是从晚白垩世至现代的沉积层。此第二组地层年代为晚白垩世至早始新世（Latrobe Valley 群）、从一套砂泥岩系过渡到煤层，厚 4500m。这一岩系在始新世前后缺失了 25Ma，表现为严重的冲刷成沟现象。其上不整合地沉积了厚达 2000m 的海相沉积（Seaspray 群），时代为渐新世至现代。这是以 100m/Ma 的沉积速度快速沉积的泥岩，分布在盆地中部，碳酸盐岩分布在盆地边缘。最上是陆相地层。这一沉积总体上向外海逐渐变厚，其最大厚度达 7000m。

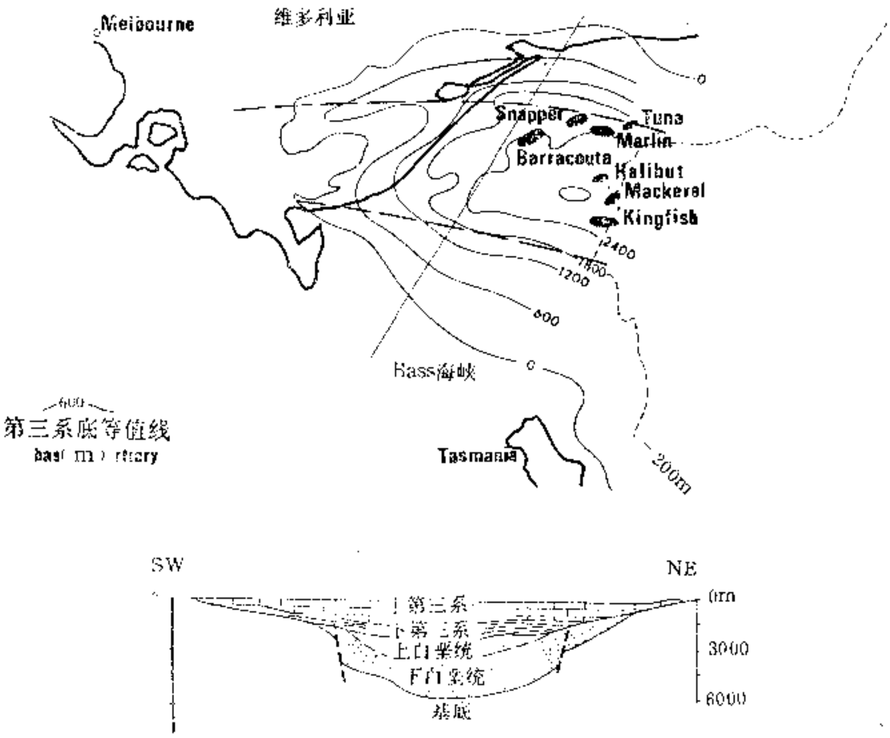


图 156 澳大利亚吉普斯兰盆地平剖面图

主要是构造圈闭和背斜轴高部圈闭。它们与始新世末至中新世初形成的梯形褶皱一致。

圈闭的闭合面积达 100km^2，闭合高度 300m。Latrobe Valley 地带的褶皱常由于不整合和上覆沉积层的冲刷成沟而变得复杂，某些（如 Halibut）圈闭是在不

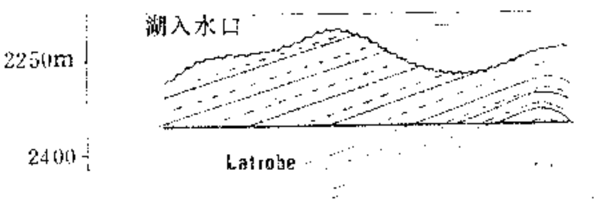


图 157 澳大利亚东南 Halibut 油田剖面图

整合下的断块（图 157）。

砂岩储集层属 Latrobe 群三角洲沉积岩系，相当于河流水道和滨外沙坝。其物性一般很好：厚 100 至 200m，孔隙度 25 至 30%，渗透率 0.45 至 5μm^2。

盖层为 Lake Entrance 泥灰岩和吉普斯兰灰岩。生油岩为含煤黑色泥岩，但 Latrobe 群泥岩富含类脂有机质。生油层埋深超过 4km，温度达 130℃，是成熟生油岩。

海岸的地温梯度为每公里 40℃至 45℃，大陆架边缘为每公里 20 多度；产层地带为 30℃至 40℃（图 14）。

原油为轻质石蜡基油（比重 0.80～0.78；44°至 49°API）；常可发现气，气中含微量二氧化碳。最高的构造（Barracouta、Snapper）产气，最低的构造（Kingfish，Halibut）产油。

自 1975 年以来此油气区已经找到 450Mt 油和 225Gm^3 气，这些油气分布在 4 个油田和 5 个气田中（NEHRING，1980）

主要油气田是：Kingfish（1967）油田有 140 至 175Mt 油和 110Gm^3 气；Halibut（1967）油田有 90 至 120Mt 油；Snapper（1967）气田有 120Gm^3 气；Marlin 气田有 100Gm^3 气；Barracouta（1968）油田有 60Mt 油。Mackerel（1969）油田有 40Mt 油。（据 WALLIS，1967；HOCKING，1972；SHIBAOKA 等，1978）。

2.2.3 三角洲油气区

这种类型的油气区主要是新生代的，是大面积沉陷区由大河携带的沉积物所充填。它们通常是活动的沉积盆地，以相对连续沉陷为特征。其中两个最大的油气区对称地位于大西洋两端，这就是：墨西哥湾北部边缘的湾岸油气区和 Benue 地堑入口的尼日尔三角洲，此类油气区还包括马更些三角洲盆地和波福海盆地、尼罗河三角洲以及孟加拉和马哈坎盆地，还有落基山的白垩系及北海侏罗系盆地等。这些盆地的形态有所不同，但常把它们按后一类盆地的特征分类。

三角洲油气区由于它们的某些地质特征而引起人们很大兴趣。它们是在海相环境中碎屑沉积的有利地带，使它们拥有油气生成和聚集的一切地质特征。

这种类型的油气区首先是处在不稳定的地带上，在海退的环境下，由于海水的频繁进退，形成了巨厚的可达十多公里厚的沉积岩系。

三角洲复合体有其自己固有的构造特征：

①同沉积的铲状断层、生长断层和伴生的滚动背斜；

②盐岩和欠压实泥岩的膨胀和降起。

生长断层是正断层，呈弓形，凹面向盆地中央，有 45 度倾角，随深度倾角逐渐变小。这种断层从其几何形态叫铲状断层，其落差在其中部最大，向横向和纵向变小。处在内侧边上的断层被褶皱小的背斜或逆牵引背斜所降低，使沉积层较上升盘厚。

在盆地不同位置表现出不同的特征：

(1) 三角洲复合体的上倾带，泥岩沉积层一般较薄，有很多砂岩夹层，逆牵引背斜的顶偏移很大，这里的油田一般都较小；

(2) 在中间带，沉积层较厚和泥质较多，逆牵引背斜较大和相对较简单，这里的油田较大；

(3) 在下倾带，沉积岩很厚和泥岩较多，常欠压实，构造十分复杂，常刺穿，油藏常被断层切成块。

断层是因为在砂岩较多、厚度较薄的外带与泥质较多、沉陷较深的内带之间负荷的差异引起的（在倾斜的下伏地层上的滑动也起了不容忽视的作用）。

断层垂直于厚度的变化梯度并平行于相变线。

圈闭

此种油气区的圈闭大部分间接或直接与这些盆地的特有的生长断层有关。

最常见的圈闭是由背斜褶皱（逆牵引）构成，这些背斜沿着不起封闭作用的生长断层分布。在这些多油层的油田中，潜水面一般在主断层之上或与之接触（图 88、89、90）。

在同向或反向次共轭断层与主断层伴生的系统内，闭合常是完整的，否则就要由小断层来起封闭作用。在复杂断裂系统中，如象尼日利亚盆地下倾方向所观察到的，油气藏以无秩序的方式分布在由断层形成的油藏中，这些断层有时起屏障作用，而有时作油气运移的通道。

油气藏在上部断块和下部断块中同样发育，下部断块是碎屑沉积最发育的部位。

由于储集层间断和断层所起的引流或屏障作用，油气垂直运移占优势。因而，油气性质的多样化常与沉积环境的多样化有关。

滨海油气区常出现由欠压实或蒸发盐所引起的泥岩隆起。这些丘和这些底辟体构成很大数量的复式圈闭，并捕集各种流体。

泥质沉积的快速堆积最终导致高压的塑性层的形成，这些塑性层常在压力低的地区穿过上层，形成泥岩底辟体，如果达到地面则成为泥火山。这样的构造在印度尼西亚的 Baku 地区、在密西西比三角洲、在委内瑞拉和在特立尼达岛均有。在此岛上的 Guayaguayare 油田就是此种类型的圈闭（图 102）（MICHELSON，1976）。

储集层

三角洲是不同岩相砂岩的有利沉积区，包括河流相、滨海相、滨外沙坝和水下沙丘，以及三角洲前沿深部碎屑锥体（第 2 篇第 2 节）（ALLEN 等，1979）。

最有利的地带是砂泥岩交互带。在砂岩超过 50%的上倾带由于没有盖层故常是水层。在泥岩占优势的下倾带也不可能形成储集层。最有利的地带是砂／泥比为 30 至 50%地带。

路易斯安那上中新统的产层岩相主要是三角洲平原和三角洲前缘。

盖层

三角洲沉陷盆地是海进和海退频繁之处。海侵海相泥岩层主要起生油岩作用，并构成好的盖层。

生油层

三角洲油气区特征是腐殖型有机质很丰富，因而富含气。海相泥页岩层含Ⅱ类干酪根，在生成液态烃中起主要作用。

位于极不稳定地带的三角洲盆地一般承受高温热流，以致盆地边缘地温梯度相对较高。在深部的欠压实厚泥岩层成为抵御此热流的屏障，致使盆地中部沉积区地温梯度低，常低于每公里 26℃。此地温和岩性特征导致在相对很深的部位仍有油藏存在。

一处高质量的生油岩例子是马更些三角洲的“沥青带”。这一上超的上白垩统海侵海相泥岩特别富含有机质：由 65%类脂体和 35%腐殖质组成。最富的部分含热解烃约 3%，这可能是加拿大最富的生油岩。这种生油岩每立方公里生油 25t 和生气 1.4Gm^3。

油、气

三角洲油气区的原油一般较轻，为石蜡基，贫硫。产气量比世界平均量大三倍(KLEMME，1971，1975，1977)。

约有 15Gt 油和等量气已经在这类油气区中找到，其中 9／10 在湾岸和尼日利亚。油气

田数量很多，一般均较小（HUFF，1980）。

墨西哥湾和几内亚湾两个大油气区有 12 个大油田，然而只占全部储量的 4%。这种类型的油气区是典型的产地分散型，最大的油田很少有超过 5%的总储量。

下一节将介绍两个这种类型的大油气区，并给出马哈坎盆地梗概。此外我们已经在（第 2 篇 4.1.2）Taglu 断块油田的讨论中给出马哈坎（加拿大）三角洲盆地的一些资料。

三角洲油气区的一个例子：马哈坎三角洲（加里曼丹）

马哈坎三角洲盆地位于加里曼丹的东海岸，面积为 10000km²，晚第三纪沉积岩厚达 6 至 8km，Handil 2900m 处有一高压带（图 158）。

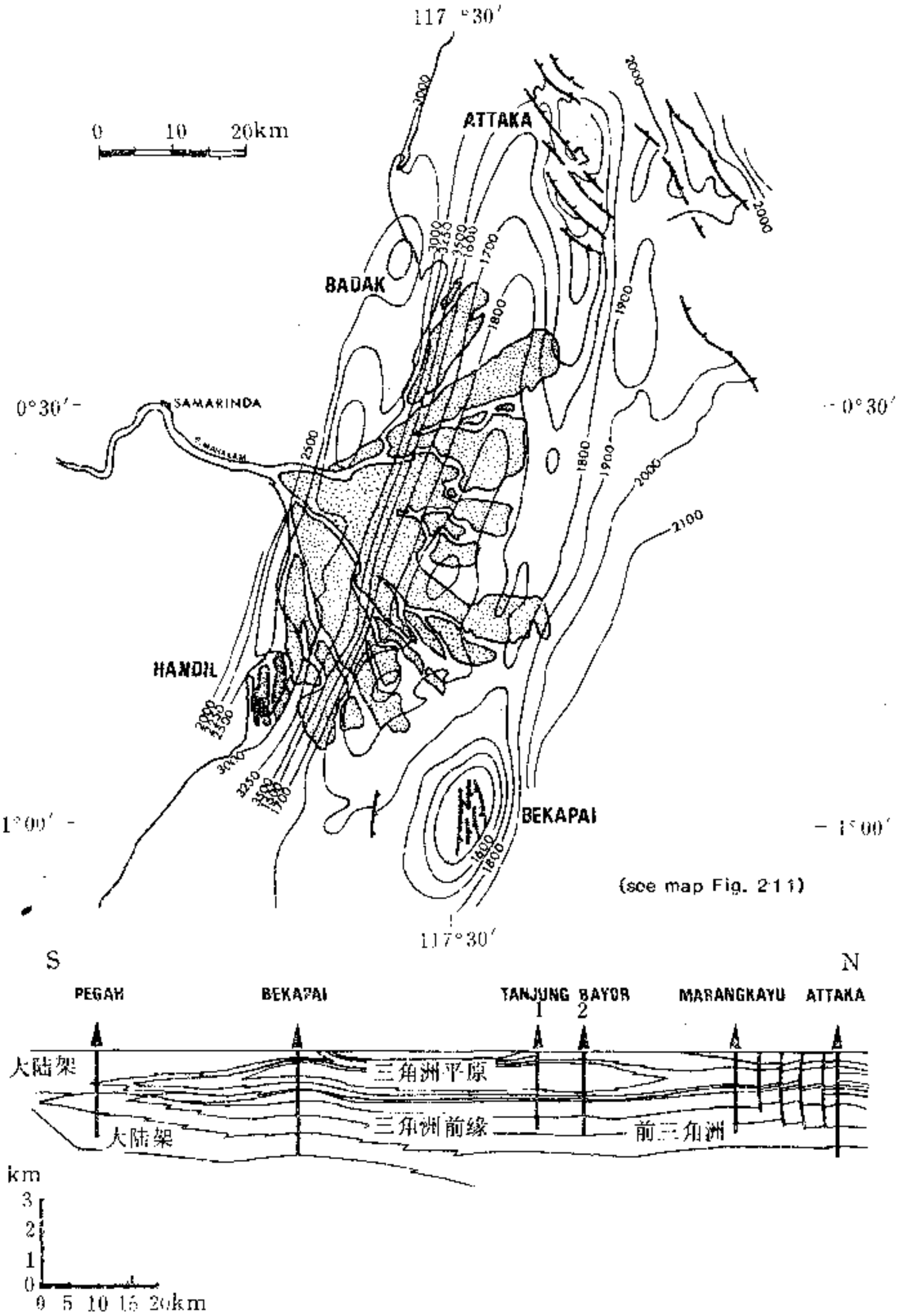


图 158 东加里曼丹马哈坎盆地剖面图和构造图

自 1880 年在 Sanga Sanga 发现油田以来，最近十年在此盆地发现十多个油气田，主要的是 1968 年发现的 Attaka 油田，1972 年发现的 Bekapai 油田和 1974 年发现的 Handil 油田，埋深在 1000 至 2500m，以及 Badak 气田（200Gm^3 气和 20Mm^3 凝析油）（1971 年）和 Nitam 气田（170Gm^3），总储量为 350Mt 油（NEHRING，1980）。

这些油气田随平行于海岸的两条"走向"分布，相应于相同的三角洲前缘和河流相冲积平原沉积环境。

内"走向"的 Handil 和 Badak 油田的产层是中新统多层砂岩，外"走向"的 Attaka 和 Bakapai 油田产层为中新—上古新统。原油为贫硫和贫环烷烃的石蜡基原油，象其它这类盆地所产原油那样较重（比重 0.85，35°API），Handil 原油的凝固点很高（32℃）。原油纵向分布是随埋深比重增大，这可由轻质油向上运移来加以解释。外围油田的原油较轻（比重 0.81，42°API）和凝固点较低（−5℃）。

油气来自埋深 2600m 生油岩的Ⅲ类干酪根。油气通过断层或从向斜向产层运移，运移距离越远原油越轻。

圈闭由倾斜于褶皱的砂坝形成；通常大圈闭（如 Handil 油田闭合面积 35km^2）在内走向上会全部充满，而在外走向的 Bekapai 大构造只有部分有油（据 MAGNIER 等，1975；COMBAZ 和 DE MATHAREL，1978；DURAND 和 OUDIN，1979；VERDIER 等，1979；VER DIER 等，1980；HUFFINGTON 和 HELMI，1980；DE MATHAREL 等，1980）。

2.3 造山带油气区

造山带油气区常在板块边缘，且总是在地壳薄弱的地带中，其特征是处于极不稳定的构造带，承受激烈的沉积和复杂的构造运动。这种油气区除了它们的差异外还拥有一些共性。

从构造上看，这种油气区中常因断层和褶皱形成很多大圈闭，但断层和褶皱同时也导致油气散失。

从沉积上看，这种油气区常很活跃，以厚沉积岩系（常为前积类型）、沉积相和沉积厚度变化大为其特征，取决于沉积类型和其速率，可能会发育欠实层并由此产生活跃的同沉积构造。

从油气上看，沉积岩体积、沉积相以及压实和深成作用的巨大变化，以及频繁的构造变动，有利于形成产地极为分散的油气区。

这种油气区主要是中生代和新生代的，因为属于造山作用带的油气田倾向于很快被破坏；这种油气区约包含一半的世界油气储量（KLEMME，1971，1975，1977）。

按照地质力学背景和复杂性增大的次序，可把这种油气区分为三大组：

(1) 山间型或造山期后断陷盆地油气区，它们与先前构造方向呈相反或斜列位置，特征是垂直运动占优势，并向其原先所属的油气区过渡，例如维也纳盆地；

(2) 与剪切运动有关的走向滑动断层上的油气区，例如加利福尼亚盆地，尤其是洛杉矶盆地；

(3) 会聚带油气区，特别是前渊盆地，受到或大或小的切向运动作用，从找油气观点上看是最重要的一组，如 Ploesti 油气区。很多大型油气区即属于这组。

实际上，这些不同类型之间的过渡型油气区很多，而且这样的划分往往是有争议的。

2.3.1 山间型油气区

这种油气区常被横推断层复杂化，它们与断陷型油气区有密切的相似性：

①伸长状的三角形或圆形的、由大断裂或褶皱限制的沉降槽；

②与局限环境相对应的厚沉积岩系，至少某些时期是如此；

③地垒和地堑构造；

④热梯度一般较高。

与地槽和裂谷的主要差异是其地质构造状态，尤其是是否与造山带伴生。这种油气区多位于常有构造运动的沉积基底上，然而它不缺乏含油气潜力。

这些地质特征常构成很好的油气标准。

以下我们将所举奥地利维也纳油气区作为例子。

我们也考察了阿拉斯加 Cook Inlet 油气区，这地区受到与一条古岛弧有关的切向运动的影响而使其构造极其复杂。其它的例子有：哥伦比亚中 Magdalena 盆地，罗马尼亚 Transylvanie 产气盆地，匈牙利 Pannonic 盆地。

维也纳盆地

位于奥地利并延伸至捷克的维也纳油气区是一个山间盆地的典型。为伸长状且不对称的半地堑形态，复盖面积为 7000km²。主要充填着厚达 5000m 的晚第三纪沉积岩系，包括：

底部为砂、页岩系，向上往波尔多阶下海尔微阶过渡为碳酸盐岩系；其上不整合地覆盖海相的细层砂、泥岩系、在东北部过渡到湖相，其上又被一层托尔顿阶砂岩、泥灰岩和海相石枝藻灰岩复盖；最上层为咸水的萨尔马特阶的泥灰岩和砂岩以及更为湖相的潘诺尼亚阶砂泥岩。

这晚第三纪岩系位于由复理石和碳酸盐岩组成的中生代基底岩，这些岩石我们在阿尔卑斯不同的逆掩带中也曾见到（图 159）。

从构造观点上看，该油气区略倾斜于阿尔卑斯山，为造山期后的断陷盆地。它以倾向盆地中央 50 至 75 度的北东—南西走向的同沉积大断层为特征，该断层有时落差很大。

该油气区可定为富区，已经找到约 100Mt 油和 100Gm³ 气，即每平方公里 14000t 油和等量气，油气分布在 60 多个油气田中，其中 7 个含 84%的油储量和 62%的气储量。

主要油田是在 1949 年发现的 Matzen-Schönkirchen 油田，估计储量为 65Mt 油和 21Gm³ 气，其中分别 50%和 18%在中新统，其它在其下的阿尔卑斯三叠系中。

原油主要来自海尔微阶和托尔顿阶泥灰岩，而托尔顿阶和上萨尔马阶咸水沉积层则供气，基底的中生代岩系可能也供气。平均地温梯度为 3℃／hm。

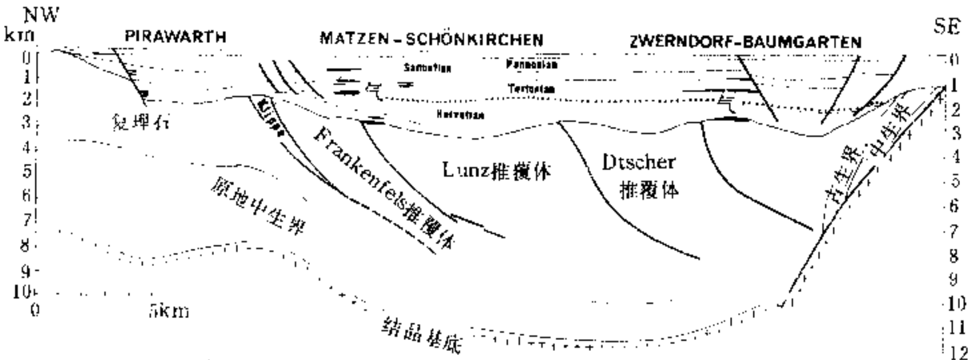
上第三系，特别是在托尔顿阶中，储集层由孔隙砂岩（孔隙度 20～25%）组成，渗透率为 100 至 $1000\times10^{-3}\mu m^2$，埋深 500 至 2000m，常为 5 至 25m 厚的透镜体。中生界储集层为裂缝性碳酸盐岩。盖层为泥岩。

圈闭大多数为构造圈闭以及各种各样的圈闭，最大圈闭（Matzen）为在古隆起上的披覆背斜，其上点缀着岩性尖灭和砂岩透镜体。其它则是与断层有关的圈闭，尤其是与 Steinberg 同生大断层有关的圈闭。在基底逆掩带中的复杂圈闭是由不整合次生不渗透层（深部 Schönkirchen 层）所封闭。

老地层中的原油一般是石蜡基的，而新地层原油则是环烷基的，含硫低（<1%）。晚第三纪天然气富含甲烷；中生代天然气含二氧化碳（达 11%）和微量硫化氢。

维也纳盆地的产地特别集中，盆地中的奥地利部分的 K 系数为 1.65。

除拥有2/3已发现储量的Matzen–Schönkirchen油田（73Mt）外，大部分油田都是小型的：横跨在奥地利—捷克边界上的Zwerndort油田（1950年）有22Gm^{3}气（大部分已开发）；拥有7.5Mt油和2Gm^{3}气储量的St. Uirich–Hauskirchen–Plattwald油田（Van Sickle组）（1938年）；Mühiberg（1941年）油田，5.6Mt油和2Gm^{3}气；Gaiselberg（1938年）油田，4.5Mt油和0.5Gm^{3}气；Aderkla（1939～1950）油田，2.5Mt油和6Gm^{3}气。



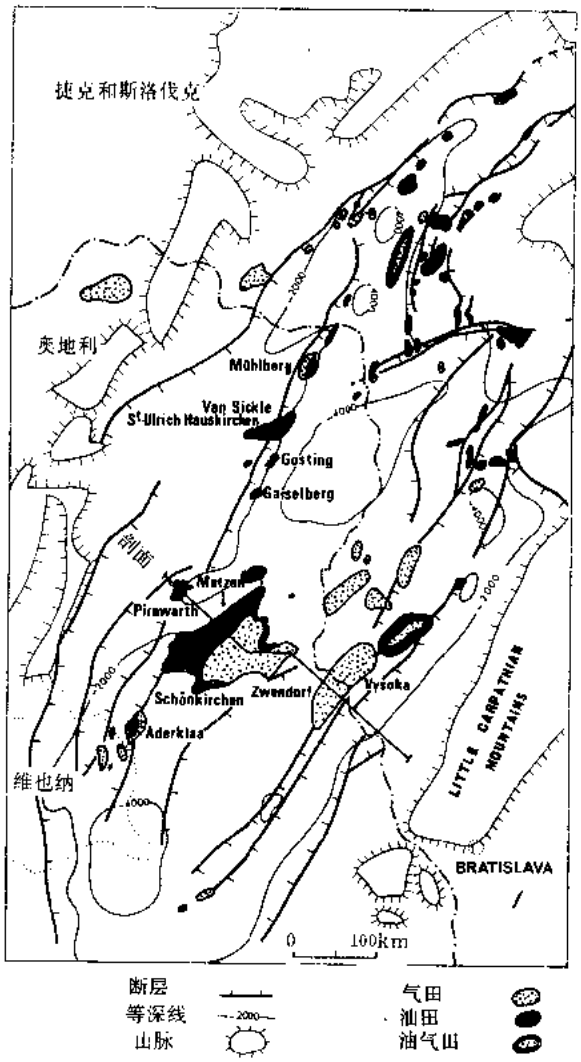


图159 奥地利和捷克和斯洛伐克的维也纳盆地平、剖面图

Cook Inlet 盆地

Cook Inlet 油气区是一个内弧断陷盆地，中生代沉积层沉积在洋壳上。此油气区由大断层限制，并受拉张和挤压运动的影响形成逆断层。面积为 40000km^2（其中 40%在海上），320km 长和 100km 宽（图 160 及 165）。

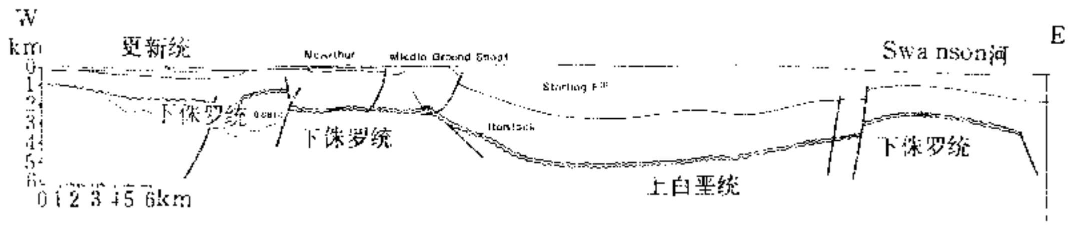


图 160 穿过 Middle Ground Shoal 油田和 Swanson River 油田的 Cook Inlet 盆地横剖面（据 BOSS 等，1976）

沉积岩厚度达 18000m，其中在深部新生代沉积层中的 8000m 是主要产层。在侏罗系和盆地中央的部分由浊积岩组成的上白垩统深部相上，不整合地沉积了一套大部为滨海相和非海相的第三系地层。

产层主要是渐新世的 Hemlock 河流相砂岩，这套砂岩集中了 90%已发现的油储量。其孔隙度 10～25%，渗透率 $20\sim100\times10^{-3}\mu m^2$。

平均单井日产 170t。陆相的 Sterling 组砂岩是主要的天然气储集层，储藏着盆地中的 110Gm^3 气中的 80%。其物性很好：孔隙度达 30%，渗透率 2 至 3μm^2，厚度为 100 多米。

圈闭为构造圈闭，为简单背斜和具逆断层或不对称断层的断裂背斜，它们沿三个地区性走向排列。这些圈闭是上新—更新世单一褶皱期形成的。

Hemlock 砂岩中的原油为石蜡基原油，比重 0.87 至 0.83（30 至 38°API），贫硫。原油来自中侏罗统海相泥岩，侏罗系生油岩在第三纪末期已达到很好的成熟度。

上中新统天然气（Belouga 组）一般是含 83%甲烷和 7%C_2^+的湿气。上新统（Sterling 组）天然气是含 99%甲烷的干气。这些气来自煤夹层，可能也有生物气（RICE 和 CLAYPOOL，1981）。

共累积找到 150Mt 油，分布在 4 个主要油田中，和 140Gm^3 气，分布在 15 个气田中。

主要油田是：Mc Arthur River（1965）油田，背斜，储量 70Mt；Swanson River（1957）油田，简单穹窿，储量 32Mt；Middle Ground Shoal（1982）油田，狭窄断裂背斜，储量 26Mt；Granite Point 油田，储量 15Mt。

主要气田 Kenai（1959），储量 140Gm^3 气（据 CRIK，1971；OSMENT 等，1967；BOSS 等，1976；MAGOON 和 CLAYPOOL，1981）。

2.3.2 走滑断层上的油气区

由在横推断层上盆地（走向滑动盆地）构成的油气区与洋壳面上的大剪切断裂有关，这种断裂可延伸几百公里。

这种类型的盆地常是断陷盆地，按照水平落差的大小，存在这两种类型之间所有过渡类型。

剪切断层或平移断层的主要特征是在其接触处形成轴微倾斜于断层方向的雁行褶皱。

这些雁行背斜构成很好的封闭好的圈闭，常成串出现，在沉降期很早就形成了。然而这

些褶皱常被破坏构造闭合的张性断层所切割。剪切断裂发展过程中的拉张和挤压作用由各断块的垂直运动而得以反映；被抬起的部分因而被剥蚀而成为低洼地带的沉积物源。

这种不稳定盆地的储集层多是不规则的碎屑岩，浊流式的深水沉积也不少见（据 WILCOX 等，1973；HARDING，1973）。

有利于产生局限环境的凹陷的形成有助于形成生油岩，由于比正常高的地温梯度而使生油岩易于成熟。概括这些盆地的特点如下：

①在其沉降过程中高的热流梯度；

②生成期短，约 20Ma；

③盆地长而狭窄并且很深；

④快速沉积；

⑤构造形成早，并由断层切割。

在此背景下的生油条件和油气圈闭条件一般都好，但断层会导致油气散失。属于此种类型盆地的油气区常是富区，它们估计有 20Mt 等量气（HUFF，1980）。

这样的油气区有加利福尼亚文图拉油气区、圣华金油气区、巴库油气区、洛杉矶油气区，现介绍如下：

洛杉矶盆地

这个三角形的面积为 $3500km^2$ 的晚第三纪山间盆地是世界上最富的油气区之一（图 161 和 193）。

沉积岩系主要是厚 4000 至 5000m 的上新世和中新世砂泥岩互层，其相当大部分是在离海岸 50km 的 1000m 水深处沉积的深水沉积。因而，此盆地构成近海古深水盆地的模型。

主要储集层由下上新统的 Repetto 组砂岩组成，它被看作是快速沉积（400m／Ma）的浊流和深海扇上超沉积，这套沉积岩是在约 5Ma 期间盆地变深和沉陷活跃形成的。

该砂岩由连续层组成，常较厚，其厚度达产层总厚度的 50%。孔隙度和渗透率很高，可采储量特别高，平均达 $4.3Mt／km^2$，最富的地带达 $9Mt／km^2$。沉积环境的深水特性有利于砂岩在盆地中部而不是在边缘分布，即砂岩分布在封闭很好和油气供给很好的地区。

盖层为上新统泥岩，这层泥岩在盆地边缘特别发育。

生油岩为上中新统莫恩阶超覆黑色页岩，富含有机质、磷酸盐和硅藻土，相当于封闭盆地快速沉降（约 240m／Ma）的沉积。由于地温梯度较高（36°至 55℃／km），使有机质容易成熟，油气通过许多断裂通道垂直运移。

洛杉矶盆地位于美洲太平洋边缘的剪切断裂边界上，剪切运动导致产生方向略倾斜于大断层的一系列雁行排列的背斜。90%圈闭都是由排列成行的背斜组成，这些背斜常断裂，但被上上新统厚层泥岩所封闭。产层面积从几平方公里至最大的 Wilmington 油田的 $31km^2$（图 162 和 82）。

主要发现：

已经在此油气区发现约 1.2Gt 油和 $200Gm^3$ 气，富裕程度达 $350000t／km^2$。这些储量分布在沿沉降轴两侧排列的 4 个被剪切断层切割的雁行背斜中的 40 多个油田中。这些油田的产层面积为 $200km^2$。

四个巨型油田是：

①Wilmington 油田（1932 年），储量 350Mt；

②Huntington Beach 油田（1920 年），断裂背斜，产层埋深 570m 至 2000m，原始储

量150Mt；

③Long Beach油田（1921），储量125Mt，面积为7km^{2}的断裂背斜；

④Santa Fe Springs油田，1919年通过地貌研究发现的是一无断裂穹窿，85Mt储量分布在深1000至3000m的9层厚砂岩中（14Mt/km^2）。

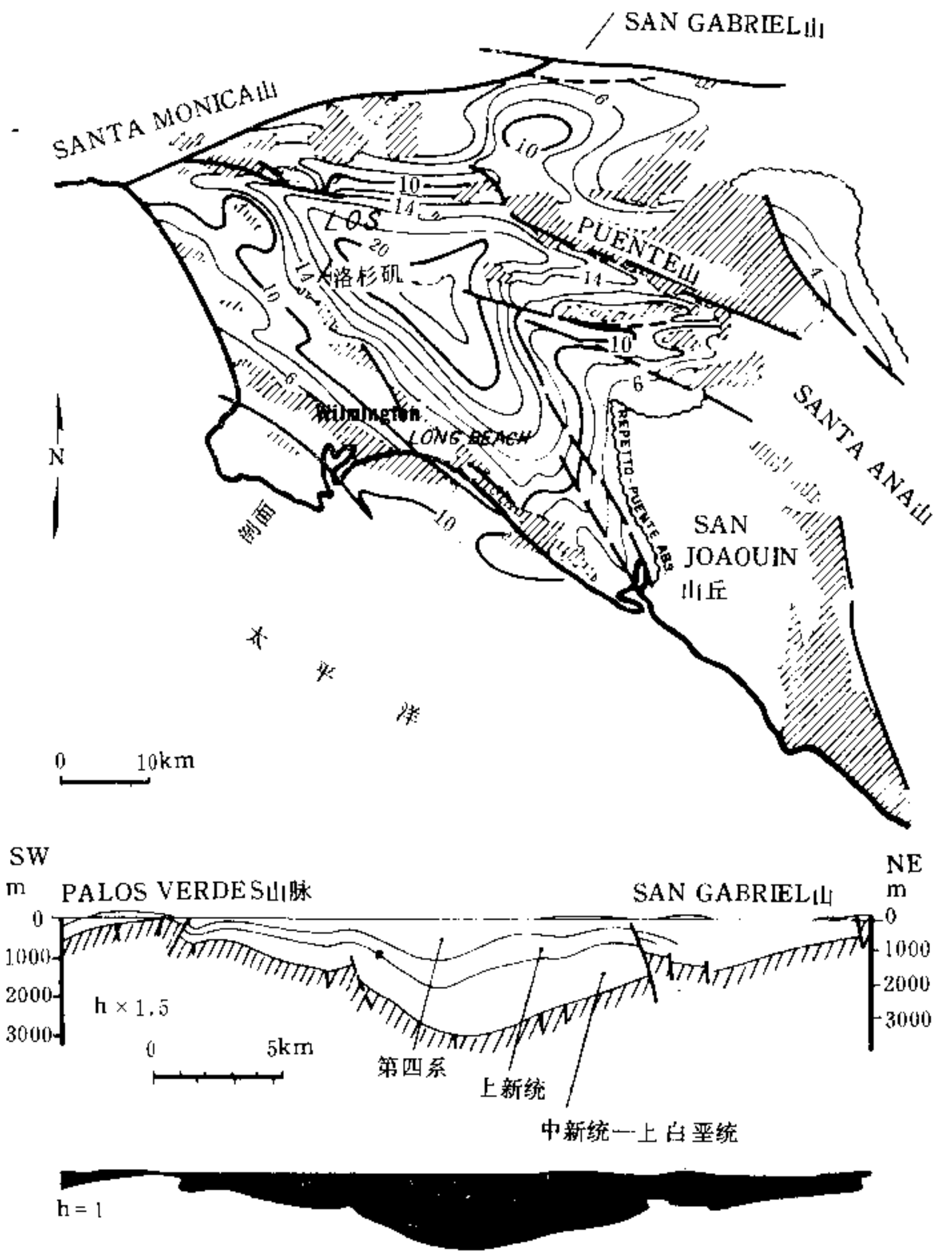


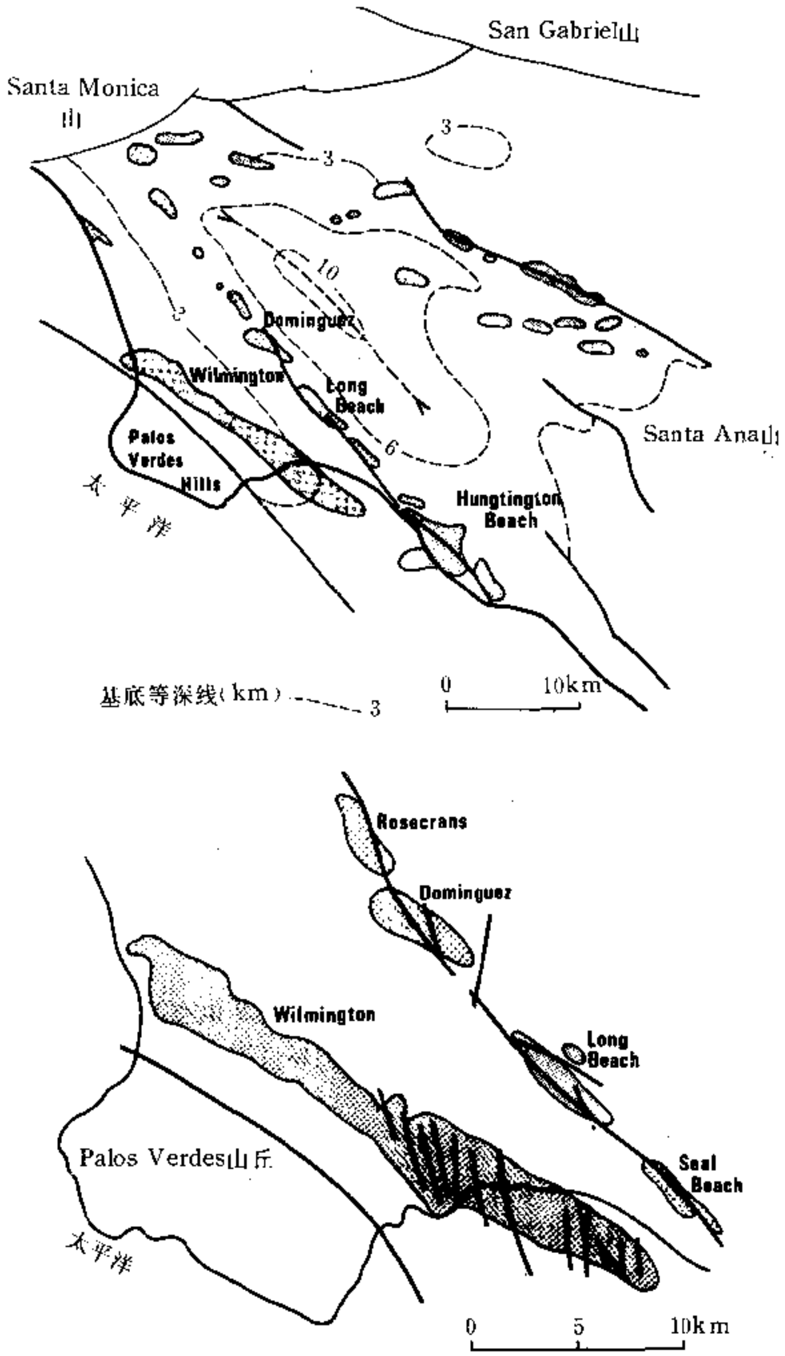
图161　加利福尼亚洛杉矶盆地剖面图和上新统及上中新统等厚图

该油气区罕见的油气丰富程度归功于以下几点：

①强烈的沉积速率；

②沉积类型多种多样，好生油岩在底，高孔隙度和渗透率的砂岩广泛发育于生油岩之上，由厚层泥岩所覆盖；

③地温梯度高；



2

图 162　洛杉矶盆地西部构造图和 Wilmington 油田（据 MAYUGA，1970）

④断层成为有效的油气运移通道；

⑤褶皱构成良好的构造圈闭。

以上所有这些条件是由一段较短但事件频繁的地质历史所决定的，其特点是强烈的近代沉降和盆地的逐渐填充（这保证了盆地边缘的有效封闭）以及构造活跃（据 BARBAT，1958；GARNET，1971；HARDING，1973；ZIEGLAR 和 SPOTTS，1978）。

2.3.3 板块聚合带油气区

这种油气区一般属于与板块会聚运动有关的活动区，它同时受到强烈沉降和切向运动作

用。按大陆区和海洋区可分为两大类:

①前渊或冒地槽型油气区，从油气观点上看是迄今为止最重要的，对高度不稳定的中国陆相盆地将详加叙述;

②与雁列山系或岛弧伴生的油气区，一般远景较差。

2.3.3.1 前渊型油气区

这种油气区一般由地台区和与碰撞带有关的挤压运动作用下的沉降槽构成。因而它包括薄且岩系单纯的广阔单斜地域，与地台区相似，并且是具有厚层且岩性多样的岩层的褶皱区，有时受到风化和水冲涮。

这两者之间的过渡区，特别是山麓区，其适中的褶皱和厚的沉积岩系以及沉积相变化频繁故常是油气有利区。但由于每个油气区本身的特点，油田可能集中于褶皱带（如Ploesti，北 Bornéo 油田）或在稳定地台上（如 Tampio－Re′forma，普拉德霍湾，艾伯塔等油田），或集中在两者，如 Orénoque 盆地、乌拉尔—伏尔加、北高加索，尤其是波斯湾。

某些最富的油气区属于此类型，尤其是中东油气区、西加拿大、北阿拉斯加、Arkoma、北美 Tampico、南美 Orénoque 和 Subandine、北高加索、罗马尼亚 Ploesti、东南亚的 Nord－Borné′o 油气区。较差的油气区有德国和奥地利的磨拉石盆地、Po 平原和意大利的阿平宁边缘。

我们将分析罗马尼亚 Ploesti 油气区，作为富区的例子。在下一节中我们将看到其它大型油气区的一些专题。

罗马尼亚 Ploesti 油气区

这古老的富区位于喀尔巴阡山前渊的中部。这是一个不对称盆地，面积为 20000km^2，沉降很深，最深部位的沉积岩厚度超过 10000m（图 163）。

盆地的新生代沉积持续至古新世，从中新世至上新世有沉积间断和不整合，在托尔顿阶以大成盐期为特征。底部沉积环境为海相，在上新世时变为湖相，如我们在东欧晚第三纪区域看到的那样。

也有一些更老的古生界和中生界岩系，其中某些岩相也有较大油气远景。

主要是构造圈闭，强烈的构造运动造成断裂和倒转褶皱背斜，常在挤入褶皱核上出现挤压变形的盐丘，最高的构造往往是水层或重油层。

储集层为砂岩，共分为两大组。咸水相的迈欧特阶（中新世末）砂岩是 Ploesti 油气区的主要储集层，其物性很好，随埋深物性变差：2000m 以上储集层的孔隙度为 25%至 30%，平均渗透率为 $200\times10^{-3}\mu m^2$，累积有效厚度为 85m，由上新世蓬蒂阶泥灰岩所复盖，这套储集层平均每平方公里含油 1Mt。自 1968 年始该储集层总共采出的原油占全区总采出量的 60%。

下达斯阶（下上新统）砂岩的物性最好，特别是其厚度，但分布不均匀，在最富的油田中其可采储量达 4Mt／km^2，在含油区，这套砂岩层生产了约 30%的累积采油量。

潜在生油岩很多，它们各自在生油上起的作用尚不能肯定。已知有古生界、侏罗系、白垩系、渐新统和托尔顿阶沥青泥岩，它们常与蒸发岩和火成岩伴生。最有价值的是咸水相的迈欧特阶泥岩，这套泥岩向同时代的储集岩供应石蜡基原油和气。达斯阶泥岩是夹煤层的湖相泥岩，向相邻的储集层供应环烷-芳香基原油，但未达饱和，且带二氧化碳和甲烷气。在更多年青的岩层中以天然气为主。尽管一些底辟构造可作为运移通道，但垂直运移不是主要的。

一般是静水压力，有局部地动力异常。地温梯度正常（30℃／km），但在油气富集带则较高，达40℃至50℃／km。

原油比重变化很大，估计与生物降解作用有关。

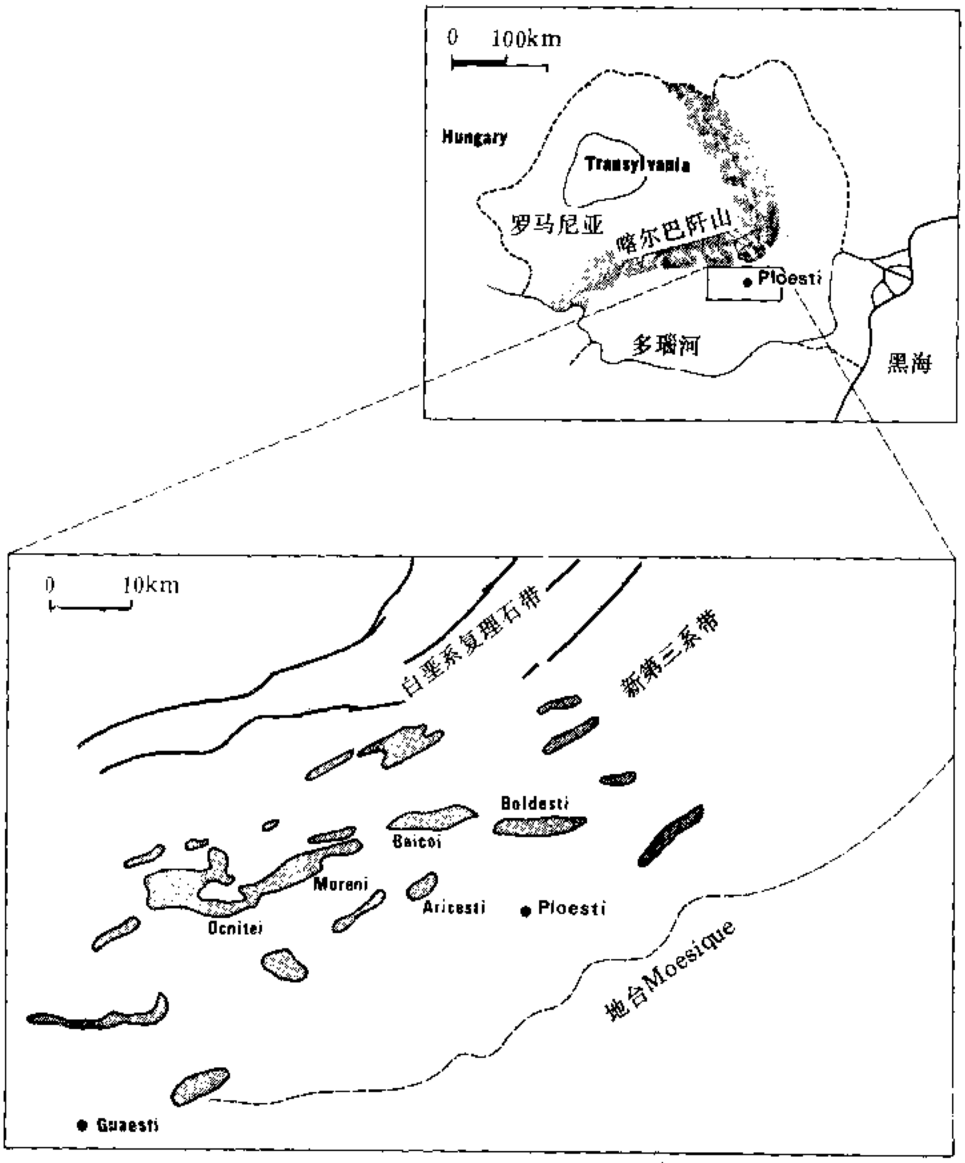


图163 罗马尼亚 Ploesti 油气区的油田分布图

对此油气区的油气丰富起作用的地质条件有：

①生油泥岩和储集层砂岩的紧密交替，以及孔隙度和渗透性好的砂岩所占比例很大；

②很好的盖层，呈区域性分布；

③快速的和现代的沉积作用；

④有几个隆起和凹陷带，并有很大数量的构造圈闭。

罗马尼亚从 Ploesti 区采出近 500Mt 油和等量气，这些油气是从近 300 个油气田中采出的，其中近三分之一的油是蕴藏在以上提及的地带。在这些油田中很多是大油田。特别是在 1900 年发现的 Moreni-Goura-Octinei 油田，原始储量估计为 110Mt，至 1978 年已产油

100Mt，相当于 Ploesti 油区累计产量的 40%以上（图 84）（据 PARASCHIV 和 OLTEANI，1970 及 PARASCHIV，1975）。

中国陆相油气区

中国中、西部陆相盆地相当于由中央地台分隔开的山间地槽；这些地槽或前渊围绕较稳定的地区分布或沿其一边延伸。较老的构造扰动带现代仍活动。人们以地洼来命名这些部分在古造山带基础上形成的年青山脉。

所有内陆盆地自二叠系以来主要沉积非海相沉积，这些沉积层为主要产油层（图 164 和 165）。滨海和海相盆地以及松辽盆地为地堑型的，也填充着非海相的中生代和第三纪沉积。

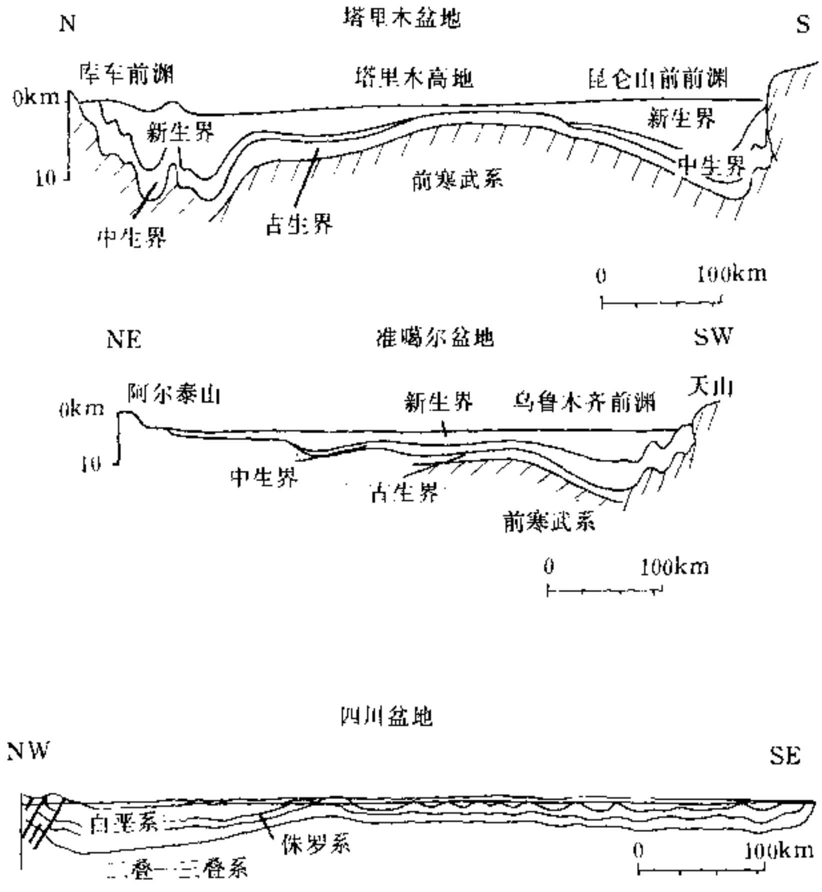


图 164　中国塔里木盆地、准噶尔盆地、四川盆地横剖面图

（据 MEYERHOFF 和 WILLUMS，1976）

新疆塔里木盆地的布局特征即如此，深达 7 至 8km 的南、北两个地渊位于一个中央稳定区两边的高褶皱山脉边沿。面积为 500000km^2，为厚层侏罗系到第三系砂、泥岩系，夹湖相黑色页岩和煤层。在此盆地已发现 4 个油气田（其中 2 个气田），均是在地面构造中发现，此盆地的勘探程度仍很低。

更靠北的准噶尔油气区是一个面积 175000km^2 的前渊型不对称盆地，有一套从三叠纪至上新世的大部分为陆相的沉积岩系，在地渊轴部沉积岩厚达 10000m。油田是地面背斜，常断裂，有不同层位的油层。主要油田是克拉玛依（1955）油田，其储量近 100Mt，相当于全盆地储量的 2／3。

柴达木油气区位于中东部，是一个约 100000km^2 面积的山间盆地，填充着从三叠系至现代的沉积岩系，大部分是陆相的并强烈褶皱。这个盆地的平均海拔 3000m，边沿是 7000m 高的山脉。该盆地具较好远景。已发现了约 240Mt 油，分布在 20 多个油田中。最大的是冷湖（1958）油田，是一个不对称地面背斜，产层是陆相的中新统。

中南部的四川油气区或红色盆地是世界上最古老的油气产区，面积 160000km^2，有一套从二叠系至白垩系厚 4000 至 10000m 的沉积岩；盆地特征是有一套海相的震旦系、石炭系、二叠系和三叠系蒸发岩和碳酸盐岩，以及第三系减缩。油气区褶皱成许多箱状和剥离的背斜，长达 300 至 400km。在盆地南部和东南部的三叠和二叠系石炭系和震旦系的裂缝石灰岩和白云岩产气，组成中国主要气区，而盆地北部的侏罗系陆相砂岩产油。

这个中国第二大盆地的油气原始储量约为 140Mt 油和 500Gm^3 气，分布在十多个油田和 60 多个气田中，主要气田是：石油沟气田，可能 200Gm^3；黄瓜山气田，可能 70Gm^3；邓井关气田，可能 60Gm^3。

油田是：龙女寺（1956），可能 80Mt；南充（1958），可能 30Mt；营山（1957?），可能 15 至 30Mt。

位于中国中部的鄂尔多斯盆地面积 180000km^2，盆地深度 3500 至 7500m。沉积岩系受到东西两边缘的晚上新世强烈褶皱的作用。储集层是二叠、三叠至下侏罗统陆相砂岩夹煤层，生油岩为下三叠统黑色沥青泥岩。在此盆地中只找到 5 个总储量为 6Mt 的小油田。

中国其它主要油气盆地位于东部，在满州和海岸地区，起码部分属于地堑型。

满州松辽油区是最肥的油区之一，是一个面积 200000km^2、在中央大地堑上沉陷的地台盆地。该油区的沉积岩系是一套海侵砂泥岩，其上为下和中白垩统湖相沥青泥岩，不整合地由陆相红色和绿色泥岩所复盖作为盖层。大庆油田（1959）就在这盆地中央深部，由一个背斜"走向"组成，面积 1000km^2，产层是下、中白垩统砂岩。原始储量为 800Mt。

中国北方的渤海湾油区是一个面积 270000km^2 的断陷盆地，其中 100000km^2 在海上，拥有厚 3 至 5km 的中生一新生代湖相沉积岩，具有多变沉积相特征。储集层主要是第三系三角洲砂岩（中新统），还有震旦系、寒武系和奥陶系的裂缝性碳酸盐岩潜山。主要油田是：胜利油田（1961）；大港油田（1964），其原始储量可能 400Mt；辽河油田（1967），在北部；任丘油田（1975）。(据 LING，1975；MEYERHOFF 和 WILLUMS，1976；XU 等 1981)。

2.3.3.2 前弧油气区

这种油气区位于极其不稳定的地域并具有较为发育的沉积岩系。它们是由陡坡的狭长盆地组成，部分填充深水或斜坡沉积，富含火成岩层。然而地堑型盆地也会分布在这些地域内。

从油气观点看，如此的地质特征很少有利于油气，因而这种油气区是贫区而且为数不多。厄瓜多尔太平洋岸的 Santa Elena 小油气区可作为例子。

该滨海油气区由厚达 3000m 的上白垩统和古新统浊流型和泥砾岩型泥岩、硅质泥岩和砂岩组成。构造十分复杂并且圈闭破裂或有断层。

此盆地的小油田如 Ancon、Santa Elena、EL Tigre、Santa Paula 等的原油储藏在裂缝性硅质泥岩和燧石层中。主要油田 Ancon 已正在枯竭，只能再采 15Mt。

秘鲁滨海油气区位于 Santa Elena 油气区南部延伸带，与上述油气区有某些相似。更确切地说，它是高度断裂构造背景中的地堑型油气区。主要产层厚 5000m，有很多砂岩透

镜体，始新统。圈闭由断块组成。地面油苗很丰富。主要油田是：Brea-Parinas-Talara (1868) 油田是最大油田，大的镶嵌断块储有 140Mt 油，今天由 2000 口井采油；近乎枯竭；Lobitos 油田，储量约 15Mt。

共有 12 个小油田沿海岸排列。

结　论

油气区实际上适用于所有类型的沉积盆地，而且它们的交叉点很多。而盆地的主要构造特征决定油气区的特征，其油气丰富程度直接与强烈沉降和适度的构造有关。

例如，稳定的地台型盆地只会有相对较贫的油气区，因其没有礁建造，且产地分散。

较活动的盆地会提供更大的找油气成功机会。大穹窿或宽阔褶皱组成的简单结构常会提供大油气田和产地集中的希望，尽管其地面没有油苗。

构造运动激烈和强烈断裂的盆地常极为贫油气，因其不能把油气封闭住，而导致地面油苗丰富。

古生代油气区通常属于相对稳定的地台型盆地，它成功地保存了油藏。与此相反，目前还处在烃类供给期的第三纪油气区则常发现于造山带盆地中。

3 主要油气区

“知识不仅是懂得，而且还是力量。”

——TEILHARD CHARDIN

当今世界上已被人们所公认的陆上和海上沉积盆地大约有600个。在400个盆地中，约有160个盆地曾进行过一些勘探，已取得商业性油气生产，但累计发现量超过14×10^8t者，只有25个盆地，约占迄今为止世界上总发现量的85%。在特大油气区中，估计有6个油气区超过7Gt，即约占世界总储量的2/3；其中一个特大油气区占世界总储量的40%（PERRODON，1978a；HALBOUTY，1978；NEHRING，1980；BOIS等，1980，1982）（表2）。

油气富集在相当规模的油田中。世界上的272个巨大油田（储量超过70Mt），只占油田总数的1%，却占累计总发现量的3/4。33个特大油田（储量超过700Mt）有23个在中东，占一半。

气的聚集量略少，约有累计发现量的3/4都分布在超过1000Gm^3的15个大（油气）区内，2/3的储量在4个油气区内。

地层上，后三叠系约含有这些烃储量的80%，其分布如下：

古生界，约13%；

中生界，约63%；

新生界，约24%（中东的40%除外）（HALBOUTY等，1970）。

在构造圈闭中，3/4是背斜，占大油田的85%和油气储量的95%（KLEME，1975）。

全球大地构造和古地理概况

地球上大沉积盆地排列在大构造单元的周围，尤其在前寒武纪大克拉通周围。古生界盆地或位于克拉通本身较脆弱区（克拉通盆地），或位于其边缘，特别是在山脉褶皱后形成的沉降槽的边缘。这些克拉通内或克拉通周围盆地以及某些较不稳定的克拉通内沉降盆地一般具有较厚的沉积岩系，从石油观点看，这些是有利地区（图165）。

中生界和新生界盆地分布在较复杂的构造格局中。如上所述，某些盆地分布于由古生界褶皱的、清蚀的和固结的岩系所构成的克拉通之上或周围。其它单独分布于现代大洋裂开后的被动或主动边缘，而有些地堑型的盆地则在伴有海洋裂开的地壳薄弱区生成。新生界盆地一般比老盆地面积小而沉降快。

冈瓦纳古陆：它有几个非常突出的地质特征。首先是它的稳定性不利于形成海相沉积盆地。它的沉降浅的克拉通古生界盆地分布于非洲、撒哈拉以南、澳洲和南美洲。然而此稳定区沿着中生代—第三纪的大断裂带被克拉通内地堑或裂谷分割。这些克拉通盆地在今天只发现很少几个。有些例外分布于南美洲和非洲地盾较活动的北面，如阿尔及利亚撒哈拉古生界盆地，锡尔特白垩—第三纪断陷盆地，巴西的Irati二叠纪沥青页岩沉积。

北半球的古生代盆地：北半球大陆刚性较弱且变化多样，含油气远景极好。在这半个世界里，分布有加拿大、斯堪的纳维亚和西伯利亚大地盾周围的巨大克拉通和克拉通内古生界

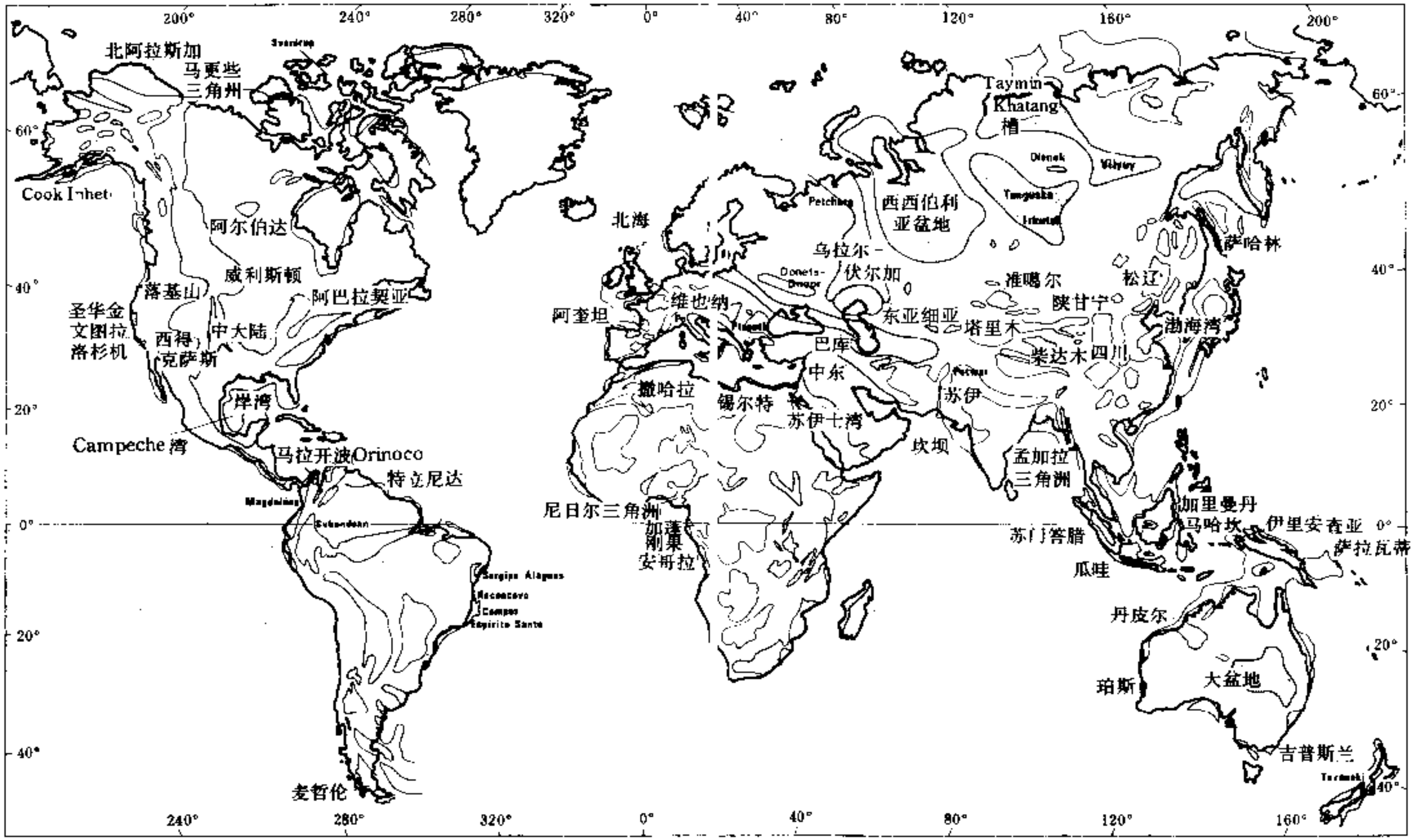


图 165 世界主要沉积盆地的分布

表 2　世界主要油气区

	面　积 (10^3km^2)	累积发现和油气丰富程度			
		油		气	
		10^9t	$10^3t/km$	$10^{12}m^2$	$10^6m^2/km$
1.中东	2300	65	28	22	9.5
2.湾岸	900	6.4	7	10	11
3.马拉开波	60	6	100	1.5	25
4.乌拉尔—伏尔加	600	6	10	3	15
5.Reforma / Campeche	100	5	50	0.7	7
6.西西伯利亚	3200	4.2	1.25	16	5
7.二叠盆地（西得克萨斯）	400	4.2	10	2.5	5
8.锡尔特	200	4.2	21	0.9	5
9.加利福尼亚盆地	60	4	66	1	16
10.北海	500	3	6	2.5	5
11.利日尔三角洲	100	3	30	1.4	14
12.中大陆	700	2.8	4	4.5	6
13.西加拿大	1350	2.3	1.7	2.6	2
14.苏门答腊	210	2	10		
15.Orénoque / Trinidad	120	1.8	15	0.6	5
16.北高加索	500	1.65	13		
17.南 Caspienne	150	1.65	11	0.4	
18.Tampico	100	1.5	15	0.25	2.5
19.撒哈拉三叠纪盆地（阿尔及利亚、突尼斯）	330	1.5	4.5	3	1
20.落基山	1500	1.4	0.9	1.3	0.9
21.北阿拉斯加	180	1.4	8	0.7	4.4
22.松辽	200	1.25	6		
总　计	13000	130	10	74	5.6

盆地。

稳定区内有油气储量较低的克拉通盆地，如密执安盆地，伊利诺斯盆地，威利斯顿盆地，西加拿大盆地。

在边缘、山脉褶皱后形成的活动地槽以及加拿大地盾四周分布有落基山、中大陆和阿巴

拉契亚古生界盆地。在广大面积上多次（尤其密西西比期）沉积了含沥青黑色泥岩，成为著名的生油层。在此地台上，在许多地区，特别在密执安的志留系，艾伯塔的泥盆系，西得克萨斯和中大陆的二叠系和宾夕法尼亚系，发育富含油气的礁块。

在北极斜坡形成加拿大极地 Archipel 盆地和北阿拉斯加盆地，这些盆地结构较复杂，地质历史较完整，新地质时期替代了中生代和第三纪。

在与加里东造山运动有关的欧亚大陆斯堪的纳维亚地盾南缘和海西山脉边缘发育了中欧二叠纪和石炭纪盆地（英国—德国北部，波兰），在俄罗斯地台及乌拉尔和加什比前渊之间的褶皱轴上发育了 Petchora 和乌拉尔—伏尔加泥盆—二叠纪盆地。在此广阔的地台上中泥盆统海侵沉积有富含有机质的泥岩。

靠东，在西伯利亚，特别是在 Aldan 和 Anabar 地盾周围有许多大盆地；这是寒武系下部（震旦系）和早古生界的 Tougounska 和 Vilioui 盆地，这些盆地越过 Angara–Lena 前渊以南、Lenissei 隆起以西和 Saïan 山脉边缘的 Tomsk 古生界盆地。石炭—三叠纪时，东西伯利亚 Tougounska 盆地沉降，再靠北，在 Taïmyr–Khatanga 前渊被泥盆系盐丘刺穿。

在乌克兰，一个大断陷盆地在西北部从 Pripet 裂谷、在东南部从 Donetz 煤盆地延伸，从上泥盆统开始沉降，在 Podolie–Voronej 高地中心部分含盐。

在北撒哈拉边缘有一个紧临 Ougarta 和 Anti–Atlas 褶皱脉西北的克拉通内古生界大盆地。在东北，根据地层厚度特征推测，在中部地区演变前，这盆地直至二叠纪并在整个中生代都处于沉降，局部延至第四纪。

北半球的中生代盆地：在许多地区，二叠纪，有时候宾夕法尼亚纪，开始一个大的沉积旋回，这旋回在中生代整个时期一直延续，有时延至新生代，象波斯湾西北岸，Verkhoïansk 前渊，Sverdrup 盆地。

中生代盆地一般从三叠纪开始常（起码局部）延续至现代。

不但上述的盆地很大，而且所有的盆地都很大，如克拉通型古生代西西伯利亚盆地；特别是在上侏罗统中广泛沉积腐泥型黑色泥岩。

其它中生代大盆地常位于克拉通地台的边缘和沉降带边上，随后发生褶皱。如北美洲和南美洲的落基山大盆地、墨西哥湾盆地、Orénoque 盆地和 Sub–andins 盆地。地台上白垩系分布在两个地区，艾伯塔东北和 Orénoque 南部，这是两个最大的重油和沥青砂聚集地。

除了极富油气的中东外，在欧亚大陆还有阿奎坦盆地、Carpathes 前渊、高加索北部盆地、中亚盆地、Caspienne 盆地等。

大部属中生代和第三纪的中国陆相盆地很具特色，接近于断陷盆地或前渊盆地，沉陷很大，常呈圆形或椭圆形。这些盆地形成一个镶嵌复合体，其中一部分为凸起带，中国地质家称为地洼。

大西洋边缘盆地：从中生代初期开始，一些盆地，常常是大盆地，按照现代大洋裂开的新规律排列。

在大西洋沿岸，三叠纪、侏罗纪的大断陷盆地以被动式辐射式发育，后来由于岩石圈板块的迁移，这些盆地张开。

在阿尔布中期和土仑初期之间沉积的巨厚黑色泥岩是大量烃类的源岩，在岸上和在海上都是许多探井的目标。在这些地区还存在分布广泛的碳酸盐岩系，尤其是与炎热的气候和上白垩统广泛的海侵有关的礁的分布，这都有利于形成大量厚储集层。

在最富的油气区中，我们可以举出巴西、Labrador 外海盆地和赤道非洲西岸盆地。区

域上这沉降区处于中非断裂，沉积巨厚沉积岩，如尼日利亚现代三角洲那样。大张力时期在海洋开口上产生其它断裂和地堑。刚性强和缺少盆地的非洲大陆却有大量的断陷谷，从油气观点看最感兴趣的是 Benoué 裂谷，尼日利亚新生代三角洲盆地的雏型，乍得裂谷，利比亚，锡尔特巨大断陷盆地，在东面则是红海和苏伊士湾。

在澳大利亚，同类型的边缘盆地在同一时代形成，特别在西北面，如 Carnavon 盆地，和南部的吉普斯兰盆地，在这里大的横推断层索引出一些褶皱。

许多断陷谷以地堑和断陷盆地状态存在，常富含油气，如北海的维金裂谷或阿拉斯加的 Cook Inlet 裂谷。

主动边缘盆地和山间盆地：在太平洋四周的第三纪盆地或多或少直接与此地区的收敛边缘以及与象中国海和 Okhost 海等新海洋化区有关。

在某些压缩或剪切区域，如印度尼西亚、马来西亚、加利福尼亚及委内瑞拉的某些地区（马拉开波盆地）形成很深的富含油气的山间盆地。

有些克拉通地区在第三纪时断裂作用形成一些裂谷，如维也纳盆地、莱茵盆地、Pô 平原盆地、Cambay 盆地等。落基山地区分成狭长但富含油气的湖相盆地如尤因塔、绿河、Piceance 等盆地，都拥有巨量的油页岩。

总之，大油气区看来都集中在一些不同类型的古地理和大地构造上。

首先是中东，它位于非洲阿拉伯和亚洲板块碰撞的地方，集中了超过总发现量 1／3 的油（65Gt 以上）和 20000Gm^3 的气。

Caraïbe 地区的墨西哥湾、东墨西哥和马拉开波集中了 150 · 10^{8}t 以上的石油（还未算 Ore′noque 沥青带的重油）以及 12 · 10^{12}m^3 的天然气。

包括阿拉斯加在内的北美古生代大盆地集中了 100 · 10^{8}t 油和 12 · 10^{12}m^3 气，还加上 Athabasca 巨大的沥青砂储量。

苏联的古生代、中生代、新生代三个大油气区累计储量为近 150 · 10^{8}t 油和 25000Gm^3 气。

非洲地中海南面有三个富油气盆地，依次为阿尔及利亚的古生代盆地，利比亚的中生代盆地和埃及的第三纪盆地，发现 120 · 10^{8}t 油和略多于 50000 · 10^{8}m^3 气。

其它超过 10 · 10^{8}t 油的大型油气区分散在加利福尼亚、东印度、尼日利亚和北海。

在表 2、3 可看到世界主要油区和气区以及 20 个大产油国在 1983 年后的产量。

3.1 中 东 油 区

中东属于巨大而复杂的不对称沉积盆地，覆盖面积达 2.3Mkm^2，其中包括 600000km^2 面积的生产带；从地质动力学观点来看，这个盆地位于非洲板块与亚洲板块的交汇处，非洲大陆向北东推移。收敛带位于老 Mésogéen 海区，现今沉积为厚的、褶皱的和断裂的海相岩系。

中东油区之西界为 Levant 大型挠曲，其西南受阿拉伯–努比亚地盾隆起带所限，其东北为 Taurus–Zagros 逆掩–剪切带。

从构造学观点，可分为以下两部分：相对稳定的地台区位于西南方，大体与海湾边缘的轮廓相一致，其特征是具有几条倾角很小、向南倾斜的主构造轴线；挤压带位于东北方，为近代形成的、走向 NW—SE 的明显大型褶皱。

这些不同的构造常常由于膏盐层的变形而复杂化，其中一些盐体深埋地下，并产生简单的穹隆，在地台上尤为如此；另一些是较近期发育成区域性异常，例如在伊朗和伊拉克山麓丘陵带。

地盾展布在西部地中海沿岸与东部印度洋之间，有3个区域性高点：北部为Hail，中部为卡塔尔，东南部为Hadramaut，它们划出了美索不达米亚和Rub al Knali下降带的界限（图166和167）。

高产区在西北的Hail与东南的Hadramaut高点之间。地盾西侧的地区如叙利亚和土耳其，此处不予论述。

这个构造格架就决定了水动力学框架，后者表征为自Zagros山与阿拉伯地台向海湾北部中心带进行重力排水，并形成了有利于在本区进行向上运移的垂直梯度。在东部尚有第三压力带，它是由于阿曼前渊上白垩统页岩的欠压实作用形成的。

地热梯度在下降带是较低的，而在边缘和沿构造轴则比较高。

从地层学观点来看，沉积岩系厚度大于10000m，其中包括海湾东北海滨带褶皱区的3000m新生界，沉积岩系朝地盾和卡塔尔弧方向有规律地急剧变薄（图168和169）。

地层包括前寒武系直到现代沉积；从二叠系起的实际连续厚度超过7000m，其中包括约有3000m的第三系，反映了本区的阿尔卑斯特点。

古生界为一不连续岩系，它包括寒武系下部Ormuz含盐建造（是盐体运动的主体）、志留系有机页岩和局部发育的海相石炭系。

二叠系开始为巨厚的并且持续到第四系的比较连续的沉积层系。基本上是石灰岩和蒸发岩层序，底部有些砂岩和页岩。

中生界为碎屑沉积、页岩、碳酸盐岩和蒸发岩构成的沉积层序。地台型岩系厚度较薄，有间断和浅海相夹层，碎屑岩广布其内。在相当于Mesoge′en槽地的沉降带中，它们变得较厚、较连续且呈现为较深水相。

然而，伊朗西南生产区的地质历史却表明了某些细节上的差异性，有时使一级构造和地层特征变得简单。在这个厚度为10~12km的岩系内，乍看是连续的，但却有轻微不整合和频繁的岩相变化，表明有几个沉积旋回。在二叠系—三叠系—侏罗系，中侏罗统—上侏罗统，侏罗系—白垩系，纽康姆阶—阿普第阶，阿普第阶—阿尔布阶，森诺曼阶—土仑阶，土仑阶—森诺阶以及白垩系—始新统等界面，都有这些脉动的痕迹。

不同岩系的等厚图，描绘出许多活动区和较稳定地带，这里的沉积环境从陆架延伸到放射状的深海槽，特别是下白垩统（SETUDEHNIA，1978）。

第三系岩系以厚的充填型沉积而告终，在局部向斜区，最大厚度可达数千米。沉积作用连续到海湾区。

石油标志

在中东发现了65Gt的石油（可采储量加累计产量），其中已生产出的油略多于10Gt，此外大约还有20 · $10^{12}m^3$的天然气。仅在Asmari石灰岩中的石油储量估计就有56Gt (KENT和WARMAN，1972)。这些石油储量相当于世界已发现总储量的一半，每平方公里的潜能平均达28000t。更形象的比喻，就是全区布满了3cm厚的油柱。如果只考虑已探明地区，那么每平方公里拥有的储量将超过100000t。

这些储量分布在63个大油田（为世界大油田数的1／3）以及约10个大气田中。除此之外，由于垂向运移，烃类已经并正在继续散失中，它们形成了美索不达米亚和伊拉克已知

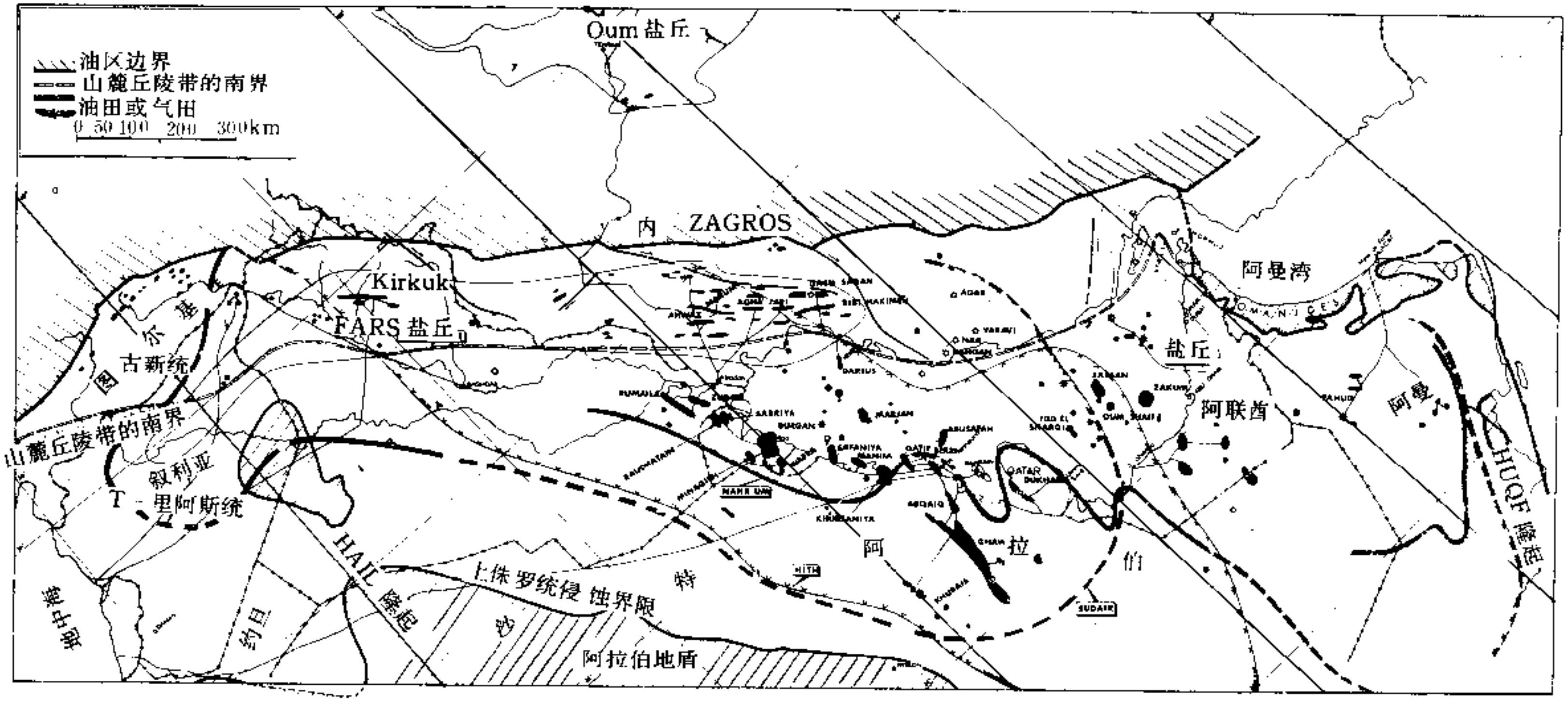


图 166 中东油区及主要油田分布图（据 DUNNING TON 和 BEYDOUN，1975 修改）

的大型沥青与天然气显示。

按照前述地质区划，通常可分为两个主要油区：地台区或阿拉伯区，表现为巨弧，总体呈N—S向，产层为侏罗系和下白垩统；褶皱区或伊朗和伊拉克的山前地带，储集层为白垩系及中新统—渐新统，背斜轴心有裂缝发育，埋于含盐层和碎屑岩之下，并引起深部的不谐和褶皱。

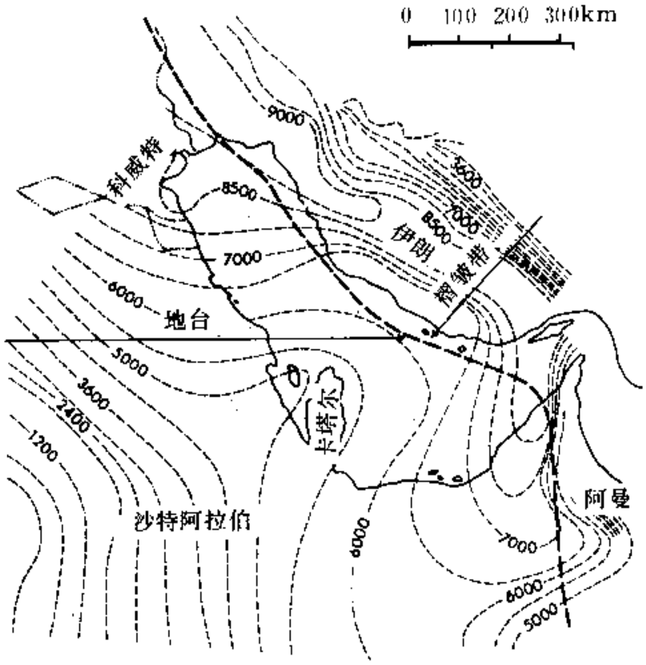


图 167 中东盆地沉积岩系等厚图
(据 KAMEN KAYE, 1970)

根据现有资料以及这个盆地中盖层所起的主要作用，有可能确定出许多含油层，它们构成相应的主要产层：Khuff（二叠系），从伊朗到卡塔尔产气，甚至在沙特阿拉伯以及最近在阿布扎比（乌姆陆架）也产天然气；"阿拉伯区"（侏罗系），在地台区产石油；较复杂的'白垩系单元'，为砂岩或碳酸盐岩；Asmari（渐新统—中新统），位于褶皱区。

本区原油存在着广泛均一性，而与地面风化作用产物截然不同（据 LAW，1957；GREIG，1958；DUNNINGTON，1967；KAMEN-KAYE，1970）。

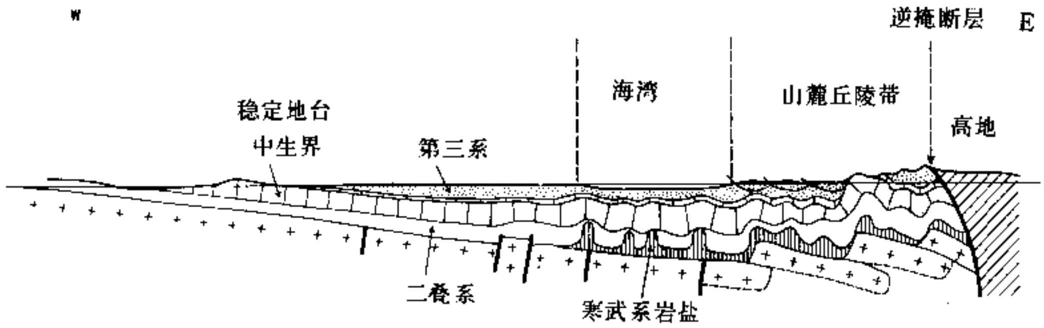


图 168 中东盆地横剖面图

3.1.1 Khuff 体系

Khuff 沉积体系（二叠系）的特征为石灰岩和白云岩储集层密切结合，局部含有生物碎屑灰岩和珊瑚灰岩（Khuff），白云岩和硬石膏造成封闭，具有高内部压力（Sudair 建造）。

储集层通常有下列特征：Khuff 的总厚度，在 Kangan 区的山麓丘陵带约有 1000m；孔隙度变化大，有些岩层可高达 20～25%；裂缝渗透。

伊朗褶皱带的圈闭由大型狭长背斜构成，宽 8～12km，高 1.5～3km，在地表被 Asmari

石灰岩完全消蚀。它们的高度和闭合面积，分别超过 1000m 和数百平方公里（见图版 3）。

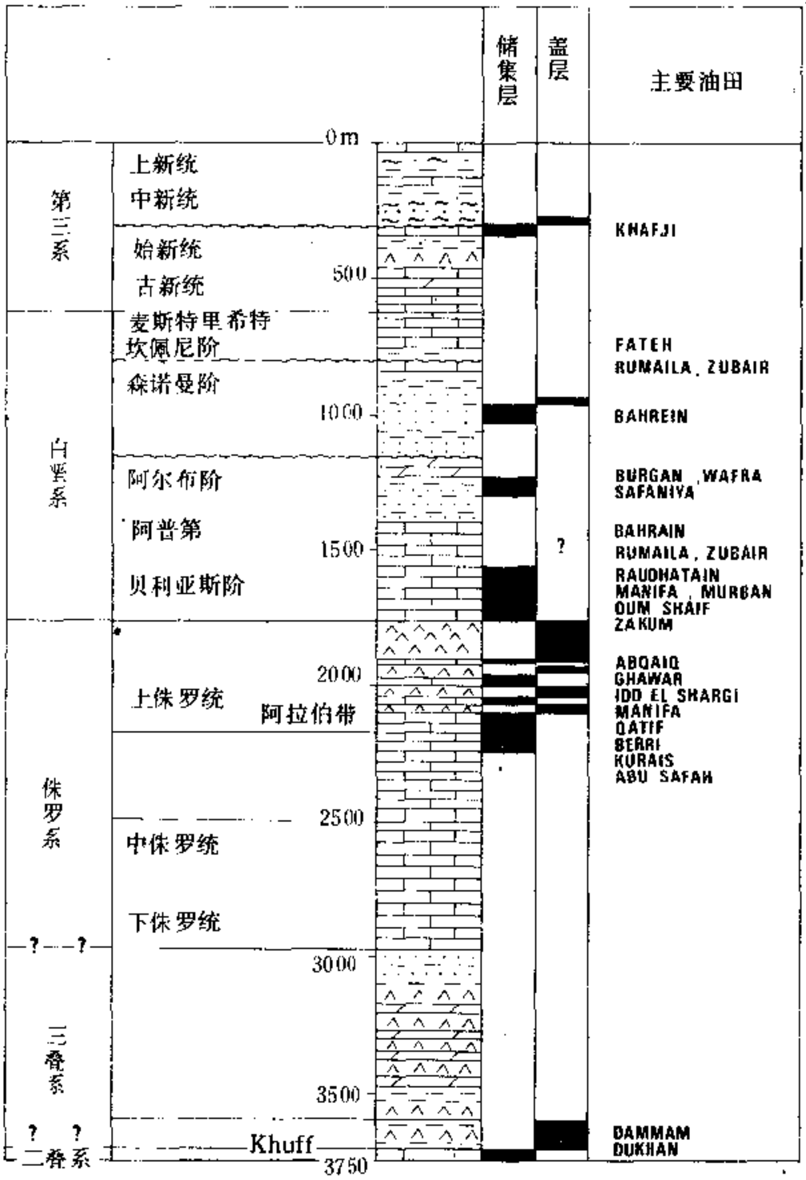


图 169　阿拉伯地台及主要油田地层岩系柱状图

由于近代走向滑动断层闭合度有所变化，从而改变了其封闭情况。在地台区，圈闭则是由宽阔的穹隆组成。

烃类主要表现为湿气（每 $1m^3$ 天然气中含 50g 天然汽油）；在 Kangan 区，含有很少量的 H_2S，但在卡塔尔凸起，伴有较多的 CO_2 和 N_2。

在阿曼与 Ghala 北部，Rarn　Alam 及 Saih　Nihayda 气藏中，石油位于二叠系底部砂岩储集层中（Hauschi）。

到目前为止，在伊朗已被发现但尚未投产的主要气田有：Pars，$1800Gm^3$(?)（1966）；Kangan，$600Gm^3$（图 74）（1972）；Nar，$300Gm^3$（1974）；Agar，$600Gm^3$(?)（1973）；

Varavi, 80Gm^3 (1975)。此外还有卡塔尔和 Abou Dhabi 近海的北西穹油田的深层，其储量高达 5000Gm^{3}气、凝析油 70Mt 或更多，但富含 N_2 及 H_2S。

3.1.2 "阿拉伯区"体系

此体系属上侏罗统，主要由若干重复的沉积旋回构成，每一沉积旋回都是以含有砂屑石灰岩（阿拉伯区的四个储集层）的高能碳酸盐岩相沉积开始，而以硬石膏沉积告终。整个沉积单元因硬石膏层的轻微超覆而被封闭，Hith 石膏层在晚侏罗世覆盖了阿拉伯地台的大部分地区。这些储集的石油来源于轻微沉降区海侵期卡洛夫阶—牛津阶的石灰岩和黑色页岩，而且这些沉积物在 100000km^2 以上的面积内都是进入了最佳成熟阶段的。

这个组合的生产层分布在一些巨大的穹隆内以及一些倾斜轻微（几度）而面积巨大的狭长背斜内。闭合高度可达 300～400m，越往深处深加明显。多数构造是由于深部盐丘（可能属于寒武系）的抬升而形成的。

储集层的性能优良，一般与呈晶洞的白云岩、介壳石灰岩及砂屑石灰岩的宽滩沉积有关，井的产量极其可观，在 Ghawar 可达 2000t／d，在 Berri 更可达 2500t／d。微含硫原油平均密度为 31～38°API（0.83～0.87）。

阿拉伯区体系占有世界上 50 个特大油田中的 10 个，包括第 1 号的 Ghawar 油田，后者的总可采量近 25Gt。

Ghawar 油田发现于 1948 年，它有以下主要特点：长轴背斜，长 225km，闭合面积为 2300km^2，油柱高 430m；由阿拉伯区"D"所构成的储集层厚 80m，位于 2100m 深处；385 口井的年产量约为 265Mt；累计产量 3Gt；原始储量 11Gt。

Abqaiq 油田（1940）为一有 350km^2 生产面积的、闭合度为 300m 的匀称背斜，石油初始储量为 1.75Gt。

Manifa（1957）近海油田为一背斜产层有 A、B 及 CD 三个层段，储量为 1.5Gt。

Qatif（1945）油田产层为 D 段，储量是 1200Mt。

沙特阿拉伯的其它油田及其储量如下：Berri（1964），1700Mt；Khurais（1957），1200Mt；Abu Safah (1963)，900Mt；Khursaniya (1956)，560Mt；Marjan（Fereidon）(1967)，1400Mt；Abu Dhabi 的 Umm Shaif（1958），700Mt（储量据 ST.JOHN，1980）；卡塔尔的 Idd el Shargi（1960），300Mt；Dukhan（1940），400Mt。这个油田系本区的一个在地面可看到的背斜，延伸面积达 50×4km 以上，平均倾角 4°；产层属阿拉伯区的 C 和 D 段，分别厚 25 及 56m，其间被 20m 的硬石膏层分隔。上部岩层为介壳石灰岩，含有低饱和原油；下部 D 层产量较大，为较轻的饱和原油（据 THRALLS 和 HASSON，1956；STEINEKE 等，1958）。

3.1.3 白垩系体系

属于这一体系的油藏分布在地台区与褶皱带之中，它们一般位于地台相的中白垩统中，或者是砂岩，或者是碳酸盐岩。

石油源自侏罗系生油岩，在北部，Hith 层封闭性差，富含腐泥有机质的石灰岩或沥青泥灰岩属静地台相或深海相。封闭主要是由于森诺曼阶与森诺阶页岩超覆形成。

储集层或是碎屑沉积，如在科威特和在阿拉伯和伊拉克南部附近地区 Burgan（阿尔布阶）和 Zubair（巴列姆阶）的砂岩，或是碳酸盐沉积，后者常与含有 Rudists（如 Mishrif）的礁环相伴生。

圈闭在地台区是由平缓穹窿形成，而在伊朗则由较明显的背斜形成。

砂岩储集层

储集层由大面积分布的陆相砂和砂岩构成，它们在地台上向西推进，砂岩在 200～300m 柱体高度内储集性能良好。

砂岩储集层中约有 15Gt 的石油；世界上 35 个特大油田中的 6 个都在此。

Burgan 是最大的砂岩油田，在所有油田中，则居第二，它是 1938 年在科威特发现的，储量估计有 10Gt。它是一个卵圆形而扁平的大型断裂背斜，面积为 90km^2，闭合高度超过 1000m，倾角 2°～3°，往深处则稍陡，森诺曼期开始隆起。储集层为所谓的 Burgan 砂，封闭层为泥岩和绿色、棕色及红色泥灰岩。它们在构造范围内只有 30m 厚（图 170）。

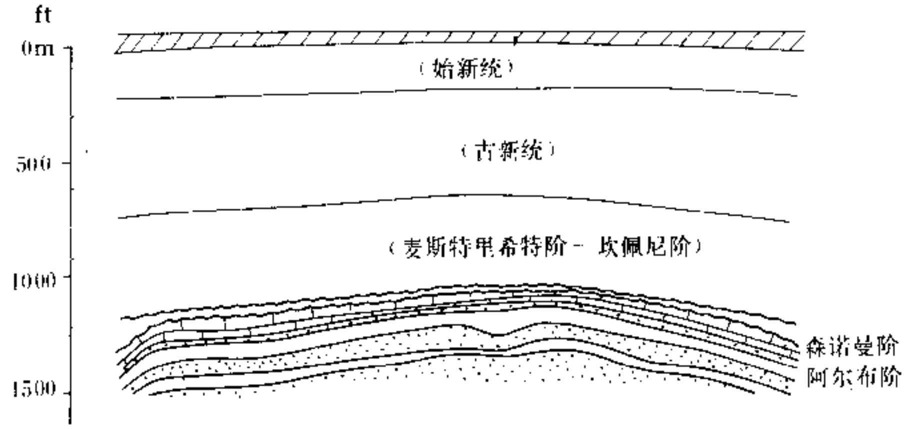


图 170　Burgan 油田剖面

这些块状砂圆度很好，细至中粒，具有特别优良的孔渗特性：渗透率 4～5μm^2 以上；产油柱高 400m，单井产量为 700～1200t／d。

在渐新统石灰岩内有大型重质油藏，并在地表上有沥青苗。

第二号砂岩大油田 Safaniya 在 1953 年发现于波斯湾沿岸，产油面积为 500km^2，是世界第 4 大油田，是沙特阿拉伯的第二大油田，也是世界特大近海油潴。油柱高 290m，砂岩渗透率为 6μm^2。估计原始储量有 4.2Gt，原油比重 0.89（27°API）。1977 年 150 口井的生产能力达 70Mt，平均每口井产量为 1300t／d，有些井可达 3000t／d。

这个带的第 3 个大油田是伊拉克的 Rumaila，是在 1953 年发现的。产层也属中白垩统石灰岩，3200m 处孔隙度达 25%，渗透度为 1d。其储量估计为 2.8Gt。

还有些值得提及的油田，如科威特的 Raudhatain（1955），1000Mt；伊拉克的北部 Rumaila（1961），700Mt；中立区的 Wafra（1953），700Mt，仅有一部分在中白垩统砂岩中；科威特的 Sabriya（1958），560Mt，也部分地在中白垩统砂层内；科威特的 Minagish（1959），280Mt，产层是下白垩统鲕状岩；伊拉克的 Zubair（1948），600Mt；伊拉克的 Nahr Umr，140Mt（据伊拉克石油公司，1956；THRALLS 和 HASSON，1956；ST.JOHN，1980）。

碳酸盐岩储集层

这些储集层属各种各样的碳酸盐岩层，它们常与礁环境有联系，特别是与生物碎屑灰岩和厚壳蛤石灰岩有联系，从纽康姆阶（Thamama 层）延伸到始新统（Damman），特别应提到的是 Bangestan 群（阿尔布—森诺阶），其为盆地相，可以由 Oligostegines 石灰岩大的厚度及较强的压实程度得到反映，但在褶皱带的一些油田中它是产油的。

在盆地边缘，同期礁环境的复杂而多变的古地理在时空上弥补了储集岩和源岩从一个油田（或带）到另一个油田（或带）的变化。

白垩系碳酸盐岩层的总共含有约 15Gt 的石油，其中包括 Thamama 层的 5Gt。白垩系碳酸盐储集层的投产油田（对中东来说）似乎是属于第二等的大油田。

最大的油田是 Murban-Bu Hasa 双构造（1959—1962），位于 Abu Dhabi 的 Emirate，储集量约为 1200Mt：产层是纽康姆阶和阿普第阶的 Thamama 及 Shuaiba 石灰岩（图 171）。Murban 圈闭为一非常平缓的穹隆，倾角 1°～2°，闭合度 240m；储集层为石灰岩，孔隙度 27%，渗透率很低（5～250×$10^{-3}\mu m^2$）。它有高硫天然气的气顶；在 Bu Hasa 穹隆附近，含硫量更高。Thamama 为渗透率较高的礁相，原油比重 0.83～0.82（38～40°API），是低饱和的（HAJASH，1967）。

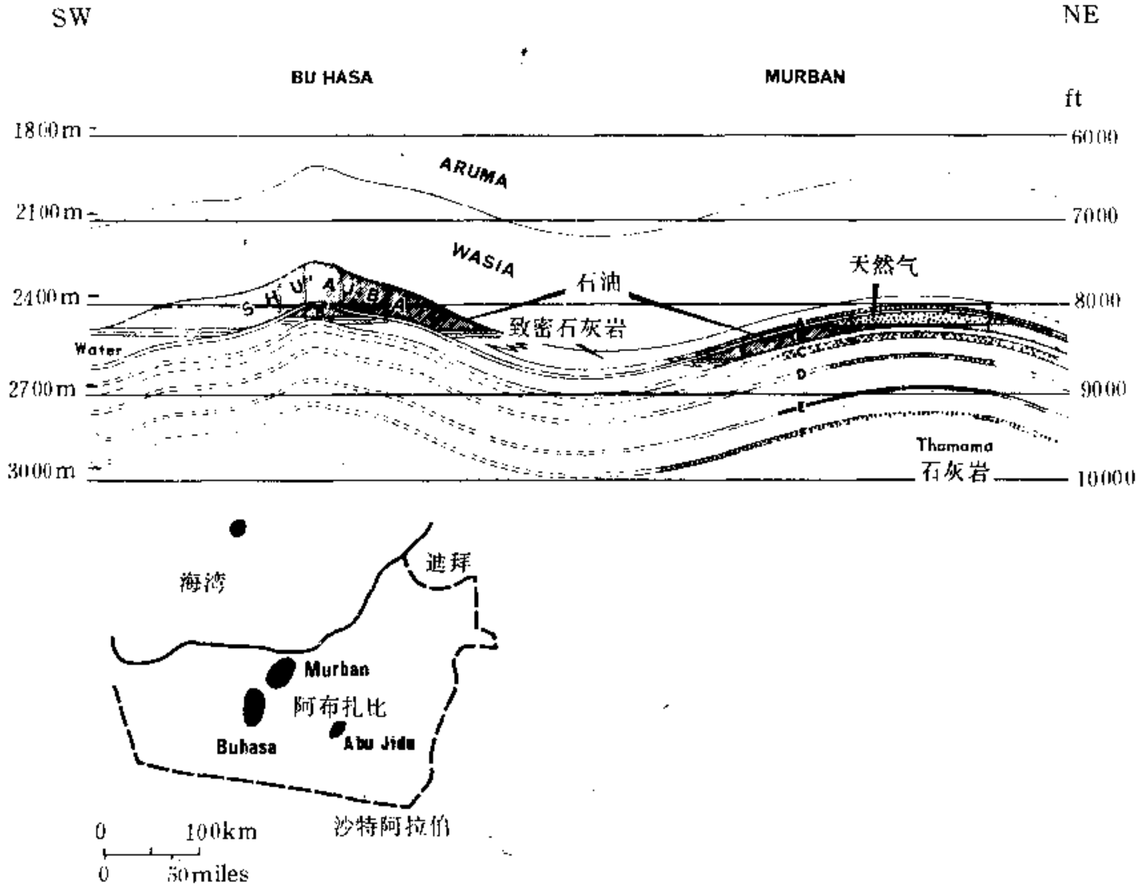


图 171 Bu Hasa 和 Murban 油田（Abu Dhabi）剖面（据 HAJASH，1967）

此外还有 Abu Dhabi 的 Zakum（1964）；生产层是 Thamama 层，估计储量约达 1.6Gt（包括重质原油）；Sassan（1966），200Mt；Darius（1961），200Mt；Aga Jari（1938），1.9Gt；Marun（1963），2.2Gt；deep Masjidi Sulaiman（1980），180Mt（全部在伊朗）；阿曼的 Fahud（1964），160Mt，产层为阿尔布阶白垩石灰岩（见第二篇第 4 章及 1.2 节）；Rumaila，2800Mt；Buzurgan，150Mt，在伊拉克；巴林的 Awali（1932），140Mt。

由于背斜出露处见有油苗，故在海湾滨岸首次发现了 Awali 油田，其产层为石灰岩，

埋深 600m，位于该构造含水的 Wasia 砂岩之上部。阿拉伯带含天然气（据 MINA 等，1967；RICHE 和 PRESTAT，1979）。

3.1.4 Asmari 体系

本体系发育在伊朗和伊拉克北部的山麓地区，主要有以下特点：构造上它属于箱状背斜，其中有些大面积背斜或许是倒转的，深度高差 5000m，被不调和的层系所覆盖；储集层为渐新统—中新系裂缝性石灰岩（Asmari），被上中新统 Fars 蒸发岩系（厚 1000~2000m）封闭（图 172）。

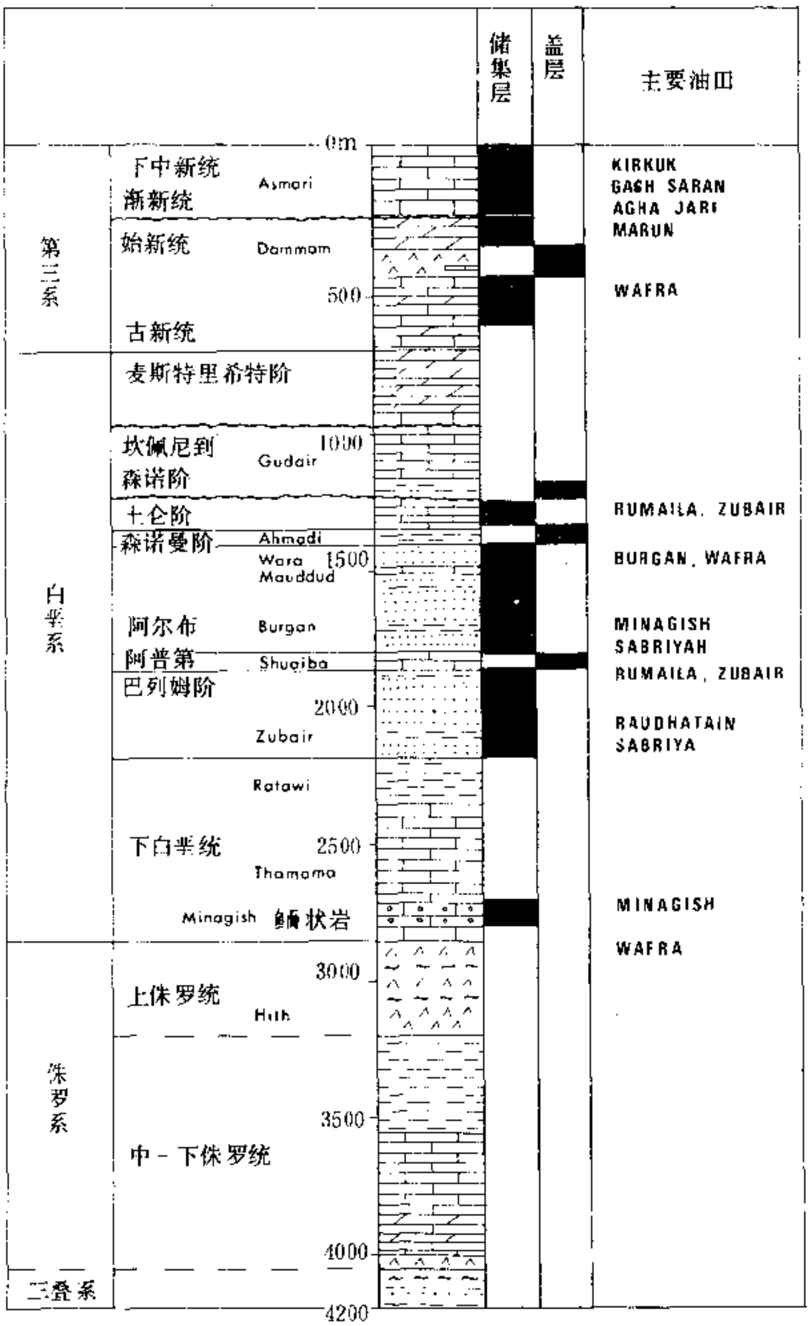


图 172　山麓区、伊拉克—科威特南部及主要油田地层柱状图

这个局部白云岩化的货币虫石灰岩储集岩，常具微晶相，基质孔隙度很低，仅 5~10%，但有高的裂隙渗透率，平均产量为 2000~3000t／d，油柱高几百米。

该储集层向北逐渐消失在砂层（Ahwaz 层）中。

这个体系中的烃类，主要来自下白垩统（阿尔布阶）源岩（Kazhdum; 层），小部分也来自 Pabdeh（渐新统）和 Gurpi（上白垩统），借助于构造形成过程中的垂向运移，自 Bangestan 石灰岩中的初次聚集进入到 Asmari 灰岩；渐新统与中新统储集层不仅常保持连通性而且只有一个水接触面（ALA 等，1980；MURRIS，1980）。

石油属沥青基的高含硫（至少为 1~3.5%）原油，比重是 0.87~0.83（30~38°API）；其组成成分在同一油藏中都是均一的。GOR 常为高值，可见有大的气顶；例如，Pazanun 的气体储量，估计有 1400Gm^3，很长时间竟被认为是气田。

圈闭常常是被气充满了的，具差异聚集，气体常被发现在较深处的构造之中；而油在浅层较重。

本区含有大约 15Gt 原油，拥有世界上 50 个特大油田中的 9 个油田，包括伊朗的 8 个油田（图 173）。

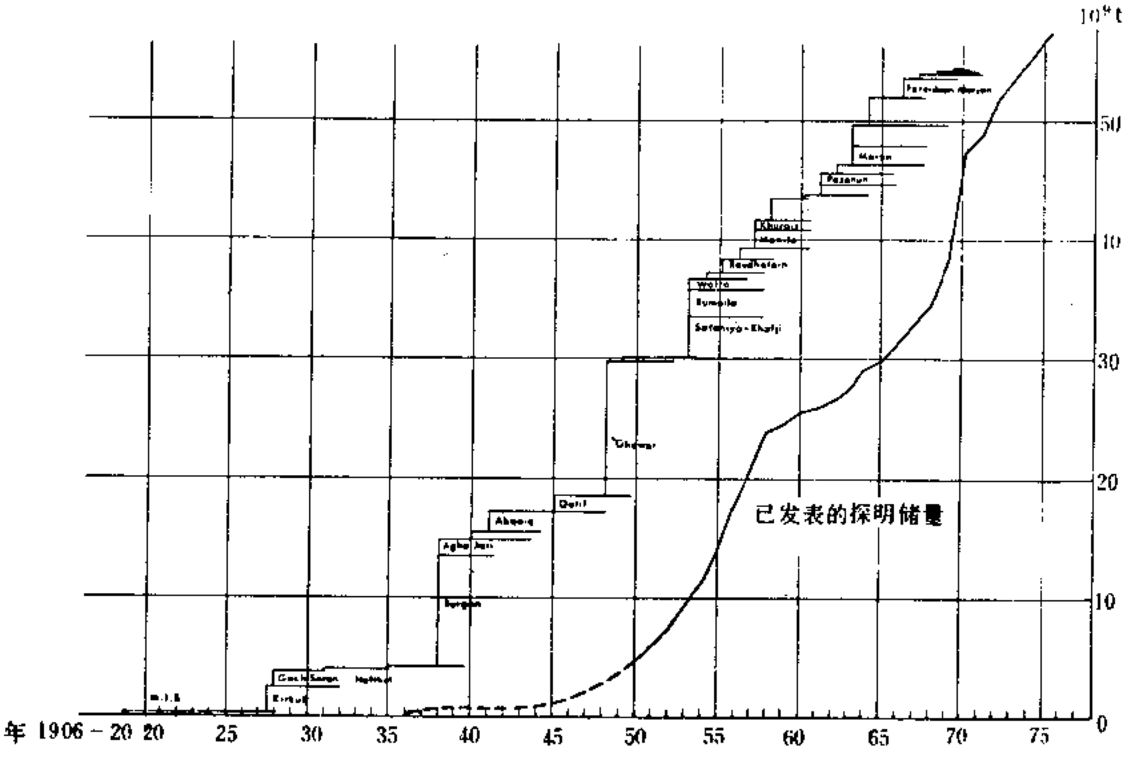


图 173　1904 年以来中东发现石油曲线图（据 BEIDOUN 和 DUNNINGTON，1975）

Kirkouk 是最老的油田，是 1927 年在伊拉克发现的，原始储集量为 2100Mt，已产出 1Gt。油田为一背斜，其面积 100×3km，闭合面积 420km^2，产层为厚 300m 的蚀变石灰岩。

储量超过 1Gt 的 5 个油田是：Gach Saran（1937），2200Mt，年产（1977）50Mt（图 75）；Marun（1963），2200Mt，年产（1977）35Mt；Agha Jari（1936），1900Mt，

年产（1977）35Mt；Ahwaz（1958），2400Mt，年产（1977）50Mt；Bibi Hakimeh (1961)，530Mt，年产（1977）12Mt。

有些油田具有特殊的储集特性：Gash Saran储集层厚500m，油柱高2200m；Agha Jari仅钻穿7m储集层即获5750t／d的产量；Pazanun气柱高600m；Ahwaz，仅从其第8口井中即可获4500m^3／d的大产量，而且是出现在经过各种测试49年之后（据英国石油公司，1956；DUNINGTON，1968；FALCON，1968；HULL和WARMAN，1970；COLMAN SAAD，1978；ST.JOAN 1980）。

结 论

许多地质学家都思考过为什么中东石油如此丰富，下列一些理由是明显的：圈闭规模大，而且充满程度高。无论是宽缓的穹隆还是长的箱状背斜以及其它形式的构造均为数众多；从二叠系直到中新统储集层的质量及种类，在地台区均以其孔渗性能优良为特征；在褶皱区则由于裂缝而使孔渗性能变得更好。孔渗性能的保存是由于早期石油聚集；蒸发岩通常为有效而连续的盖层。油气散逸越多，蒸发岩的厚度也越大，尽管油气苗仍相当可观；源岩（可能部分为碳酸盐岩）紧靠着储集岩，并且排烃系数大。但生油能力并不普遍很好。

上述情况说明，中东具有极其优越的形成油藏基本先决条件。值得注意的是，在地层序列中这些源岩—储集层—封闭层组合的重复出现及其大面积的展布。

有些作者特别指出这些不同基本条件之间关系中的几点。CLARK（1975）坚持认为碳酸盐岩源岩的产量可能是个例外。

也有人极力主张，大的沉降幅度和新生代沉积作用把生油岩沉降至合适的成熟深度，此外，近期变形使高背斜构造只受轻微的侵蚀。

人们也提及，地质历史同样是较简单的，晚第三纪以后，缺乏造山运动和深侵蚀。没有发现大的区域不整合，但有相当多的低幅度的不整合，并产生了非沉积面，这现象不仅发生在地台区，而且在褶皱区都是如此。

3.2 苏联油区

苏联有着巨大而富含油气的沉积盆地。这些盆地上覆盖着完整的沉积岩系，它实际上占世界沉积面积的1／3。

俄罗斯地台曳裂弧边缘的石油绝大部分含于伏尔加—乌拉尔区的泥盆系和石炭系中。西西伯利亚大盆地在中生界有一系列油气田，包括许多巨型气田。

一些高加索的小盆地，特别是巴库和西吐库曼盆地，在狭而深的槽地内富集了（或富集过）丰富的石油和天然气储量。

除3个大型油区之外，还有中亚细亚（特别富含天然气）、第聂伯—顿尼茨坳陷、东西伯利亚的Léna—Toungouska和Vilroui油区以及太平洋沿岸带的Sakhaline（库页岛）油区。

3.2.1 伏尔加—乌拉尔区

有"第二巴库"之称的伏尔加—乌拉尔区展布于俄罗斯地台，东至乌拉尔，南至滨黑海坳陷，面积约6000000km^2。其西部为古生代地台型盆地，而在乌拉尔山前则变为沉陷的槽地。这个槽地向北延伸至Timan—Petchora区，向南伸至Emba（图174和175）。

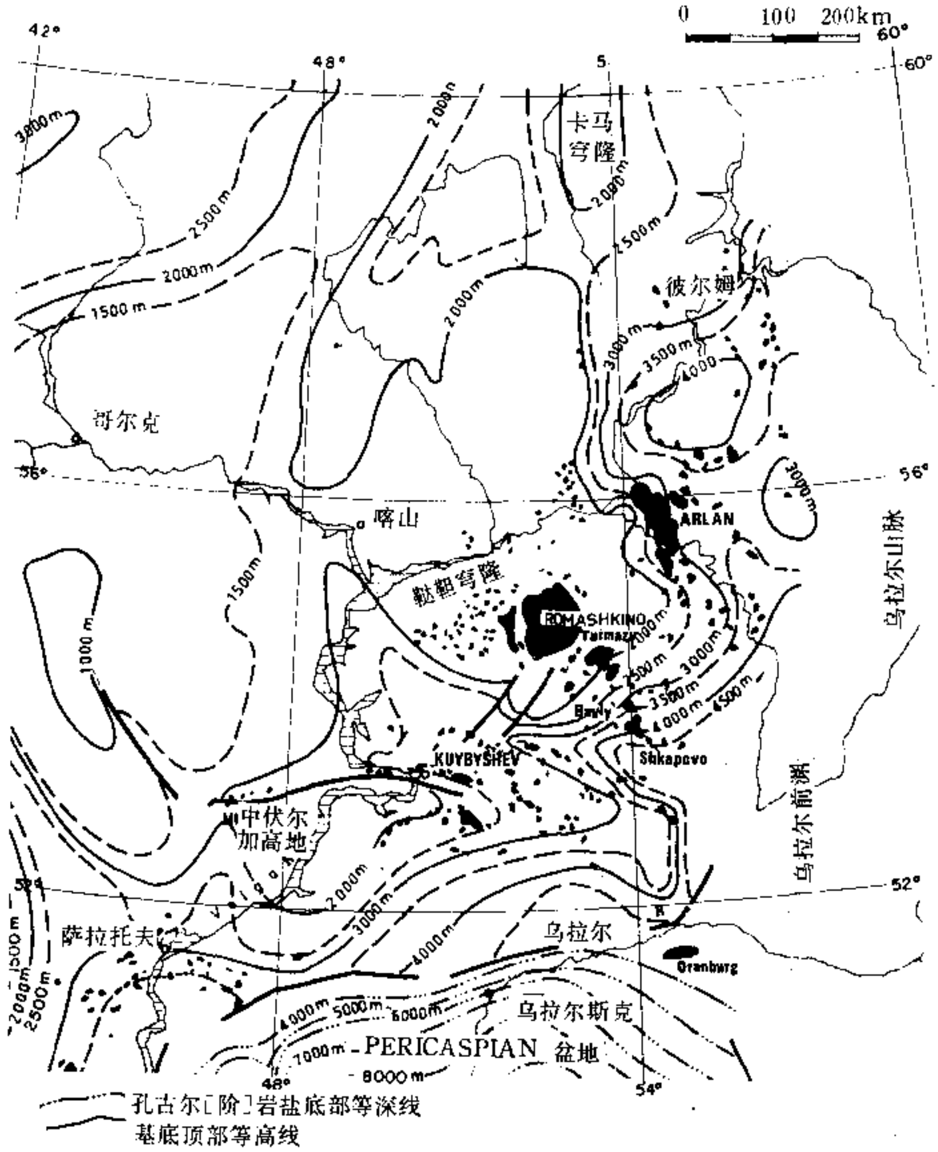


图 174　伏尔加—乌拉尔区主要油田和气田构造图
(据苏联石油勘探 1∶5000000 图，1967)

地质评述

吉维特阶自东部超覆在褶皱的和被侵蚀的基底上以后，开始有了沉积岩系。这个阶段的碎屑沉积及下弗拉斯阶的碎屑沉积又被碳酸盐岩层所覆盖，向西变为泻湖相和陆相。经历了一个变形期之后，石炭系标志着一个新的沉积旋回，开始为碎屑沉积，继续又沉积了碳酸盐岩相。最后，在前乌拉尔槽地发育了很好的二叠系，包括两个单元的亚丁斯克阶石灰岩，一般为礁沉积，被孔古尔阶蒸发岩系所覆盖。全部沉积岩系的厚度，自西向东明显地从俄罗斯地台边缘上的 2000～3000m 增厚到东部的 6000m 以上。

从构造观点来看，这个总的挠曲带的特点是翘起、隆起和大曲率半径的凹陷交替出现。这些大单元又依次受到断层和局部低倾角变形的影响。地热梯度一般是正常的。在挠曲带和产油穹隆处则高些。

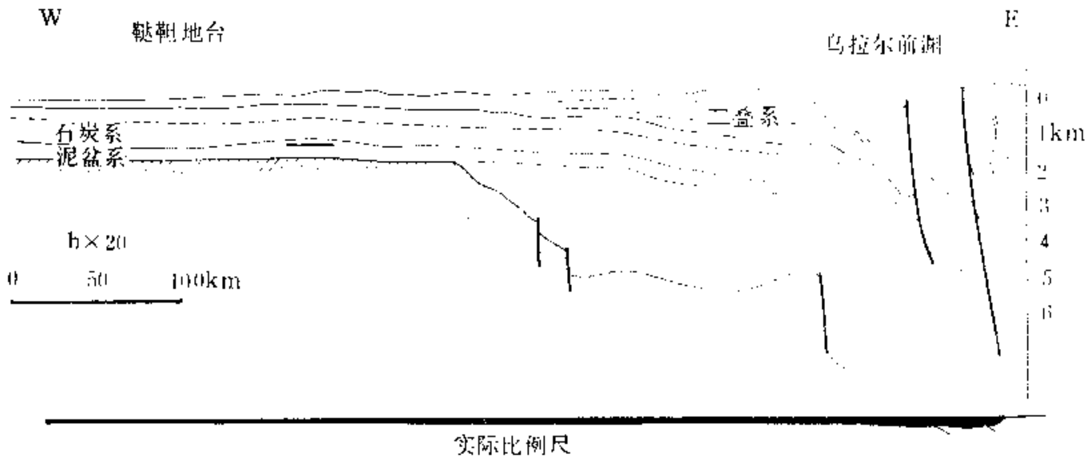


图 175 穿过 Romachkino 油田的伏尔加—乌拉尔盆地横剖面（苏联）

石油评述

中泥盆统和韦宪阶的储集岩一般是砂岩，石炭系和亚丁斯克阶则为石灰岩，那里发育着大量生物礁。泥盆系砂岩是本区一些最大油田的储集层，一般较薄，有 10m 厚或更多些，但分布广且连续；它们一般被解释为碎屑的或潮间的沉积，储集层性能好，孔隙度约 20%，渗透率 $400\sim500\times10^{-3}\mu m^2$。自喷产量约为 100t／d，泵抽油产量 60t／d。

二叠系石灰岩的储集性能随蚀变和破裂的程度而不同。Belaïa 礁油田的产量不多。

由连续性非常好的泥盆系和石炭系页岩以及上二叠统岩盐和石膏都可提供非常好的封闭条件。

艾菲尔阶和弗拉斯阶的两个主要黑色页岩层是本区的重要源岩。它们含有较多的腐殖型和腐泥型有机质，分布面积大。其它带，特别是韦宪阶也可产出气和油。垂直运移起了主要作用。在地面可见油苗。

泥盆系原油属中等比重（0.84～0.86），中等含硫量（1～1.5%），GOR 范围是 40～63m^3／t；石炭系和二叠系原油较重（比重约为 0.9）并有高的含硫量（3.5%以上）。

二叠系生物礁油藏有含氮气（15～90%）的气顶。天然气和轻质产物的含量随深度而增加，而硫化物随深度减少。特别是 Orenbourg 大气田的天然气中，H_2S 含量高。

圈闭为穹隆和背斜，一般低倾角（约 1°或更小）。圈闭面积大（最大的 Romachkino 为 3000km^2）。油藏常分布在中伏尔加和鞑靼弧的南和东南边缘。二叠系生物礁是含油气一般的地层圈闭，一般呈线状排列在轴的高部位。

发现

伏尔加—乌拉尔区约拥有 6Gt 的石油，分布在 1000 多个油田中（其中有十几个巨型油田），并有 150 个气田，已采出了储量的 2／3。最大的 Romachkino 油田，估计储量为 2Gt。最富集带延伸在鞑靼和 Bachkirie 弧的边缘上。

本区也是富含气的，估计原始储量在 3000Gm^3 以上，其中 Orenbourg 油田的储量最大，估计最终储量可达 2000Gm^3。

Romachkino 油田是于 1948 年发现的，油田位于鞑靼弧的中央，为一地台型的大隆起带，倾角仅有十几分（图 176）。

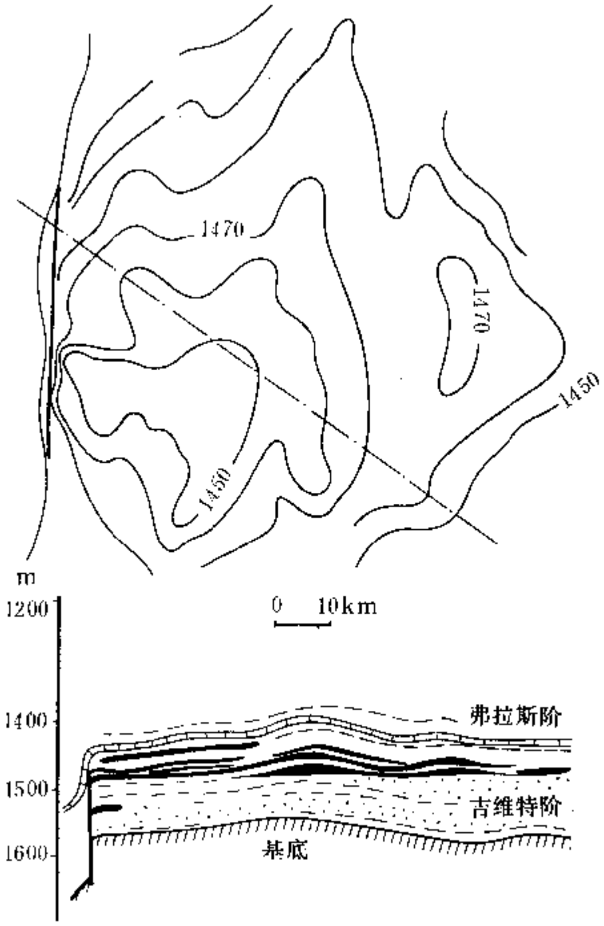


图 176 上泥盆统底部构造图及 Romachkino 油田剖面

达 13～15%）。圈闭为一闭合高度达 700m 的断层背斜，位于区域隆起之上，在这个隆起上的二叠系相当发育。天然气产量可望每年超过 50Gm³。

Melekess 坳陷位于喀山与古比雪夫之间，含有约 18Gt 的重油，重油最多的是在鞑靼弧南翼的二叠系砂岩中。

本区的石油大多发现于巨大的鞑靼弧和 Bachkirie 隆起的东南翼，二叠纪前渊的边缘。后者尽管发育许多礁，但是还没有关于油的报道。然而它含有的气体储量接近 Orenbourg 的大半。通过地温的变化看出，区域性的隆起区与坳陷相间以及沉积的均匀和连续是此大油气区富含油气的主要原因之一（据

产层主要是中泥盆统的 5 层三角洲砂层，埋深 1800m。油藏温度特别低，约为 40℃。

产层厚度 2～35m，平均为 10m。平均产量是 40t／d，有些产油井达 125t／d。8000 口井年产 80Mt。累计产量超过 1.4Gt。很早就开始了大面积注水。

其它 5 个大油田在泥盆系中也产油：Novoi′elkhov 为 400Mt（产层为石炭系），Touimazy 为 300Mt，Moukhanovo 为 200Mt，Chkaporo 为 175Mt，Bavly 为 100Mt。

其它大油田，如 Arlan 油田（图 177），产层为 750m 埋深的莫斯科阶石灰岩和 1200m 埋深的杜内阶石灰岩以及韦宪阶砂岩；据不同资料估算，储量为 170～560Mt。

迄今最大的二叠系气藏是 Orenbourg（原称 Krasnyi Kholm）气田，储量估计在 2000Gm³ 以上（有的数字为 3000Gm³）。这个油藏由孔古尔阶岩盐及硬石膏封闭，产层为裂缝性二叠系白云岩，因受盐丘的刺穿而变形，为酸性和特别高含硫的天然气（含 H_2S

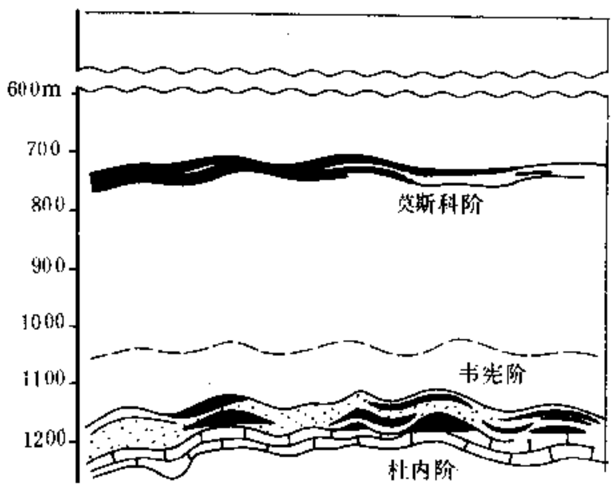


图 177 Arlan 油田横剖面

TROFIM-UK，1955；SMIRONOV，1958；MIRCHINK 等，1959；FOHS，1962；MEYERHOFF，1982，1984）。

3.2.2 西西伯利亚区

本区相当于西西伯利亚巨大的中一新生代地台盆地。它所占有的面积为 3.2Mkm^2，其中陆上占 2.8Mkm^2，北极大陆架占 0.4Mkm^2。

地质评述（图 178）

盆地的地质历史特别简单，这常常为含丰富油气提供了保证。

从构造观点来看，盆地由一些巨大的区域性隆起组成，后者被坡度平缓的坳陷分割开。坳陷的基底埋深 4～5km，具有 2°～3°的倾角。

沉积岩系的厚度 2～6km；新生代地层发育在北部，总沉积柱体厚达 6km；而不整合于中生代地层之下的古生代地层则见之于东南部。中生代和新生代地层主要由滨海相半咸水或湖相砂、页岩组成；可再分为许多大旋回。

下和中侏罗统为夹砂岩及煤层的灰色页岩。上覆的上侏罗统为海相黑色页岩，底部有沥青页岩，向上即进入到同凡兰吟阶—戈特里夫阶砂层相当的半咸水页岩。

一个新的阿普第—森诺曼期旋回为页岩、砂岩和煤层序列。土仑阶标志着一新的超覆，它一直延续到始新统；渐新统向北开始退覆，并持续到上第三系。

这种类型盆地的地热梯度比较高（30～60℃／km），特别是在隆起区、中部及西部地区。

从水化学观点来看，其为氯化钙和碳酸钠型水，温度为 30～120℃。压力为静水压力。

石油评述

储集层基本上是砂岩，它们为数众多，在大面积内广泛分布，并且储集性能好。它们的胶结较疏松，并具高的孔隙度和渗透率（15～30%及 500～4000×10^{-3}μm^2）。它们的厚度较薄，但是多层出现。井的产量高达 500～800t／d。主要产层为：海进的上侏罗统，被凡兰吟阶页岩封闭；凡兰吟—戈特里夫阶，夹于同一时代的页岩中；阿普第—阿尔布—森诺曼阶，被土仑阶页岩覆盖。

在 Tomsk 地区的泥盆系和石炭系碳酸盐岩中也产油。

基本上是页岩封闭，页岩一般是厚的而且是超覆的，特别是在土仑阶。北部的永冻层也提供了有效的封闭条件。

源岩好象是：上侏罗统（Bajenov 层）黑色沥青质页岩，含硅质及放射性物质，富含有机质（5～20%），边缘带为腐殖型，中心部分为腐泥型，厚度为 50～150m；下白垩统页岩，尤其在北部，干酪根较少。

前者在 2000～2800m 深度达到成熟阶段（温度约 80℃），广布于大面积内。

侏罗系原油一般属环烷-芳香型，相当轻（平均比重为 0.84），低含硫；产量为 500～800t／d；纽康姆阶与阿普第阶的原油属于同一类型，比重较大（0.85～0.90），富硫（1～2%）并富含胶质和沥青质；井的产量仅为 10～15t／d。

石油向盆地边缘比重变大，这里的水含盐度低（2～5%）。沉积环境或许对石油成分有影响，已证实了滨海相与低硫石蜡烃之间的相关性。化学成分与其说取决于深度，不如说取决于地层。

天然气富含甲烷，一般也富于高级同系物。然而，森诺曼阶的天然气则是干气，含少量氮。

天然气，特别是在北极地区，至少部分属浅层生物化学成因的。有人提出在这些高纬度

地区有使水中溶解气释放出来的水合物，这些水合物是分布极广的气层的气源（RICE 和 CLAYPOOL，1981；DU ROUCHET，1980）。

构造圈闭，为曲率半径大的背斜及穹隆；并常与花岗岩基底的降起带有关，形成了早侏

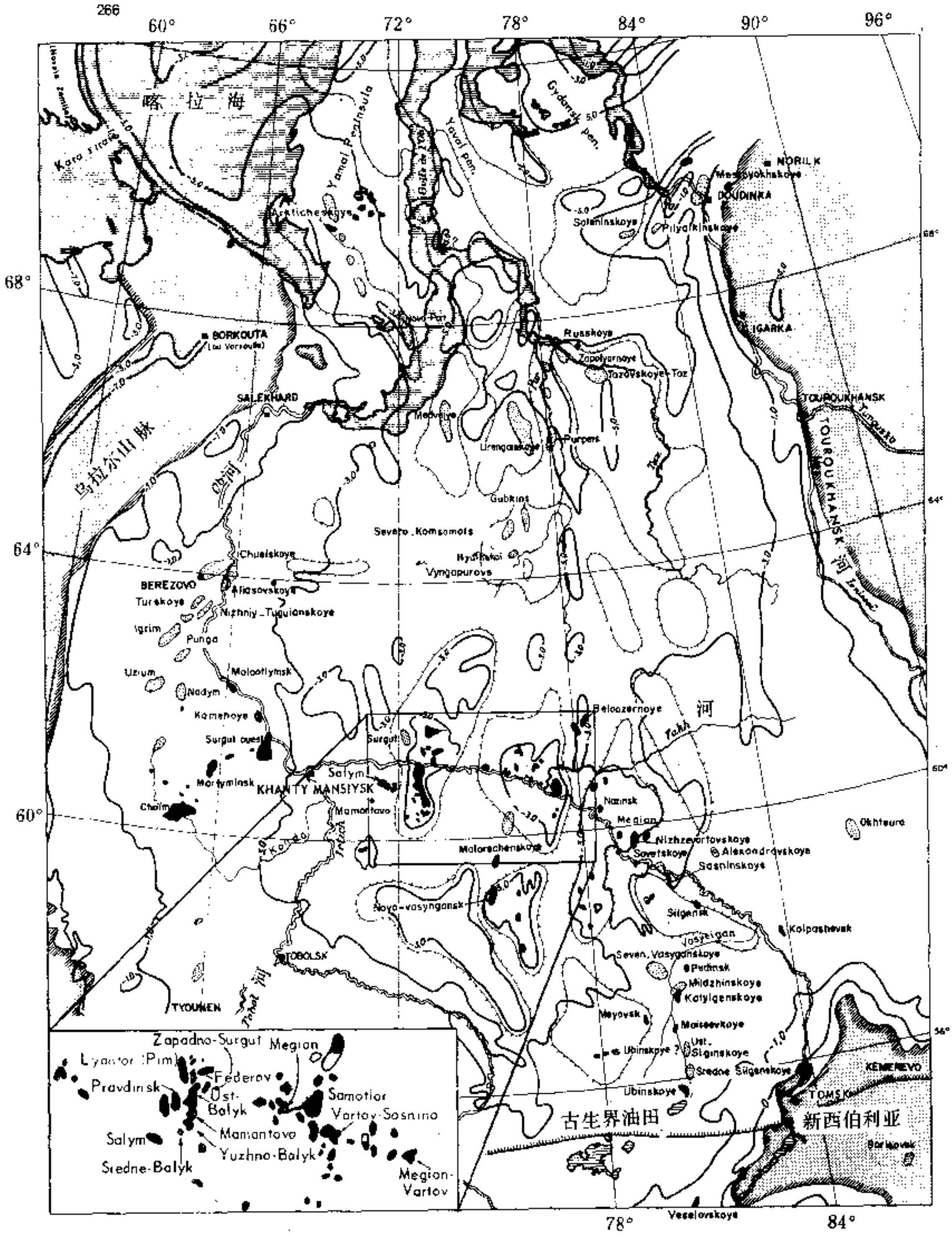


图 178　西西伯利亚盆地油田分布图

罗世。圈闭的平均大小为 6～8km×10～12km，个别的达 30×70km，闭合面积可达 $1500km^2$。中心地带的闭合高度为 300～500m，北部为 1000～1500m。圈闭位于巨大的区域隆起上，后者充当了“巨圈闭”，附近向斜地区通过侧向和部分垂向运移提供油源。气体聚集在较晚形成的（沉积后的）背斜构造中。现已发现了几千个构造。

西西伯利亚油区是世界上最富的地区之一，特别在天然气方面。迄今已发现 4Gt 的原油分布在 200 多个油田中，所发现的气体在 $15 \cdot 10^{12}m^3$ 以上，而勘探工作还远未结束 (MEYERHOFF，1982)。

该盆地有许多巨型油气田，其中包括世界上最大的一些气田：Urengol，$7500Gm^3$；Yamburg，$4000Gm^3$；Youbileinoie，$2000Gm^3$；Arktitcheskoye，$1700Gm^3$；Zapolyar，$1500Gm^3$；Taz，$1100Gm^3$；Medvejie，$1000Gm^3$；Kharasavey，$1000Gm^3$。

在大油田中，主要的有：Samotlor（1965），2600Mt；Fedorov（1971），400Mt；Varyegan（1970），200Mt；Oust－Balyk（1961），170Mt；Vartov－Soviet（1963），150Mt；Mamontovo（1964），300Mt；Zapadno－Sourgout（1962），100Mt；Lyantor（1966），150Mt；Pravdinsk（1964），130Mt；Rousskoïe（1968），100Mt；Salym (1963)，50Mt(?)；Meghion（1961），50Mt。

Samotlor 油田（图 69）于 1966 年在矿化度高的湖沼和沼泽地区发现。它是苏联最大的油田，是世界上第四个特大油田。年产石油 150Mt。这是一个覆盖面积超过 $800km^2$ 的大型的扁平背斜；储集层为埋深 2400m 的侏罗系砂岩，分布厚度达 600m 之多。渗透率约有 $500 \times 10^{-3}\mu m^2$，累计油柱高 50m；压力 245bar，温度 88℃。平均油井产量为 110t／d，最高日产达 1000t。原油轻质，比重为 0.87～0.83（30～39API）。计划钻开发井 3000 多口，（据 BAZANOV 等，1967；DICKEY，1972；ROVNIN 等，1975；MEYERHOFF，1980，1982）。

3.2.3 中里海区

本区实际上相当于横切类型的第三系盆地，它占据了里海南半部以及邻近海岸带，特别是里海以西的巴库区和库拉（阿塞拜疆共和国）以及以东的 Tcheleken 地区（在土库曼境内）。实际上它相当于高加索的东部倾没部分（图 179）。

地质评述

地层从侏罗系一直延续到现代沉积，而第三系不论在石油体积和价值方面都占主要地位。沉积厚度在南部是相当可观的，与北高加索槽地相称，那里的厚度约有 20km，并向北部前陆方向变薄。

在里海西海滨，来自伏尔加、库拉和其它河流的古三角洲的晚第三纪碎屑砂－页岩系，构成了沉积物的主体。它们是块状沉积，很快在有限的面积上沉积下来，并逐渐延展，岩系厚度为 4000m。

从构造观点来看，这个厚的层系经受了明显的褶皱作用，被周围的向斜分割开来，一般其轴部被泥火山所刺穿，换言之，即被欠压实页岩所侵入。在所有这些区域内，垂直运动（多属大规模的）起重要作用。地温梯度为 25～35℃／km。

石油评述

圈闭，特别是在 Apcheron 半岛内的圈闭是由短轴的雁行排列的背斜构成，一般被刺穿、断裂和破裂，同时也有较为平缓的穹窿。闭合度通常在 100m 以上，有时可达 1000m，长度在 10km 左右。

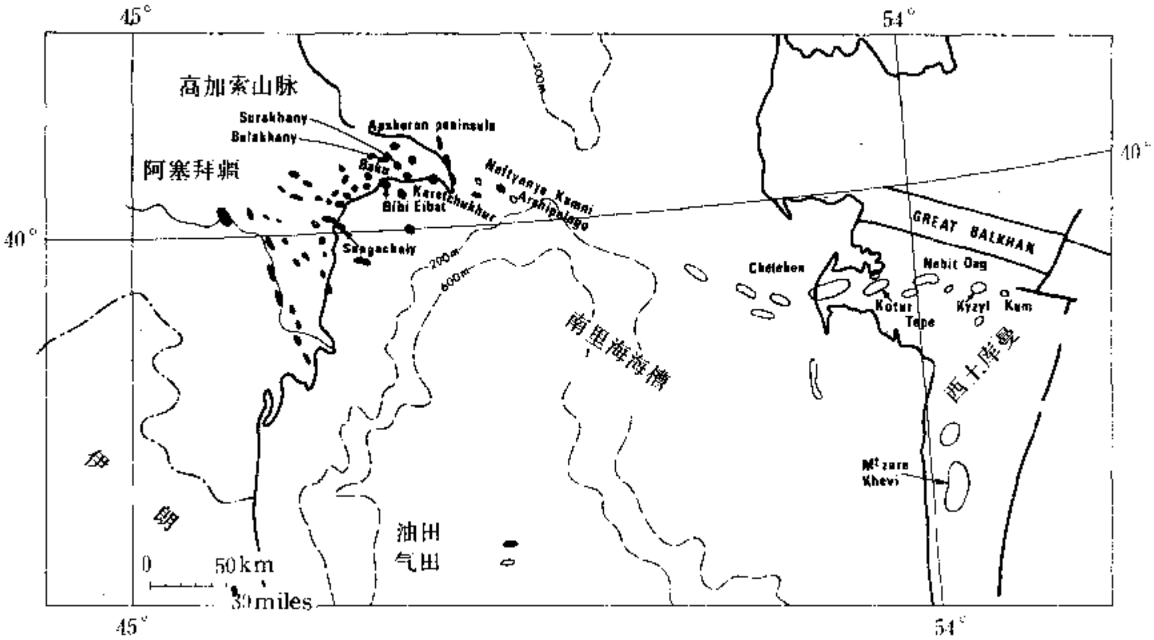


图 179 中里海区图（巴库、库拉、土库曼西部）

储集层由上新统三角洲砂组成，分选好，有好的孔隙度（10～25%）和渗透率（100～700×$10^{-3}\mu m^2$）。生产层系为上新统中部淡水相红色砂岩和页岩之互层，延伸范围超过2000m。下部产量最高，页岩封闭良好。已知约有 50 个产层。单井产量潜力很大，个别达10000t／d。每平方公里的潜力也是突出的，可达 $18Mm^3/km^2$。

由于上新统上部海相页岩的超覆形成了大规模封闭，页岩厚度为 1000m。

在更深层中可以找到生油岩，特别是始新统的沥青质岩和渐新统的淡水及硅藻泥灰岩(Maikop 层)。垂向运移起了重要作用，油苗是大量的。

原油的性质多样（比重 0.76～0.94），上部的常较轻，深部的则较重并富含石蜡；然而，浅层的和陆相的油藏性质则不同。在东部特别富含凝析气。

主要发现

巴库区是最富的地方，在略大于 $10000km^2$ 的面积内已产油约 1Gt。自 1873 年（图179）在 38m 深处发现了 Balakhany 间歇自喷油田以来，这里已发现了约有 30 个油藏。其中最大的一些油田是 Balakhany（1896），340Mt；Karatchoukhour–Zykh（1928），85～180Mt；Surakhay（1928），100Mt；Bibi Eibat（1871），280Mt（图 85）；Sangachaly，125Mt。海上油田有：Neftyanye Kamni（石油石），100～350Mt，（图 180）；4 月 28 日油田；Bakhar，$140Gm^3$；近海原始储量共计 500Mt。

西土库曼区位于东部滨海地带，与巴库区非常相似。构造呈三排展布与 Grand Balkhan 山相平行。生产层的年代稍老，属上新统中部（图 179）。

已发现 12 个油田和凝析气田。Tcheleken 油田的原始储量估计有 85Mt，从 1876 年起就开始投产，第一生产层仅 37m 深。Kotour Tepe 油藏是 1956 年发现的，它是最大的油藏，储量约有 200～500Mt（至 1977 年 1 月 1 日共产出 110Mt）和 $90Gm^3$ 天然气。还有值得一提的是 Kyzyl Koum、Mtsare Khevi、Nebit Dag 等轻质油与凝析气田。

这两个地区由构造上和地貌上的隆起轴连接，这个轴从高加索延伸横跨里海。此轴有许多褶皱构造，其中仅钻探了沿海附近的构造并获得了成功。值得一提的是上新世—第四纪岩系向外海快速变厚。

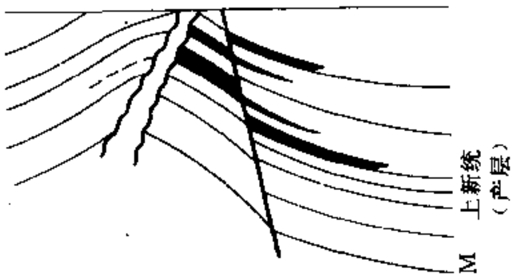


图 180 Neftyanye Kamni 油田横剖面

其它区，在 Apcheron 半岛南部，Koura 三角洲山间盆地由于生产岩系夹页岩而降低了生产能力。主要气藏是 Karadag，为断裂的单斜，储量为 $50Gm^3$。

再向西，在前渊区的另一些盆地以线状排列直至克里米亚（图 181 和 182）。石油工业界最感兴趣的是 Groznyy，这里从 1823 年就已开始开发了。油藏位于中新统和上白垩统砂岩中，构造为箱状或逆掩断层背斜，两个主要背斜轴呈线状排列。最大和最老的油田有：Malgobek，（1915～1933），原始储量为 300～430Mt；Stary Groanyï（1893），85Mt；Oktyabskoïe（1913），75Mt；Novï Groznyï（1913），累计产量超过 50Mt。

盆地更深部的矿床主要产气。

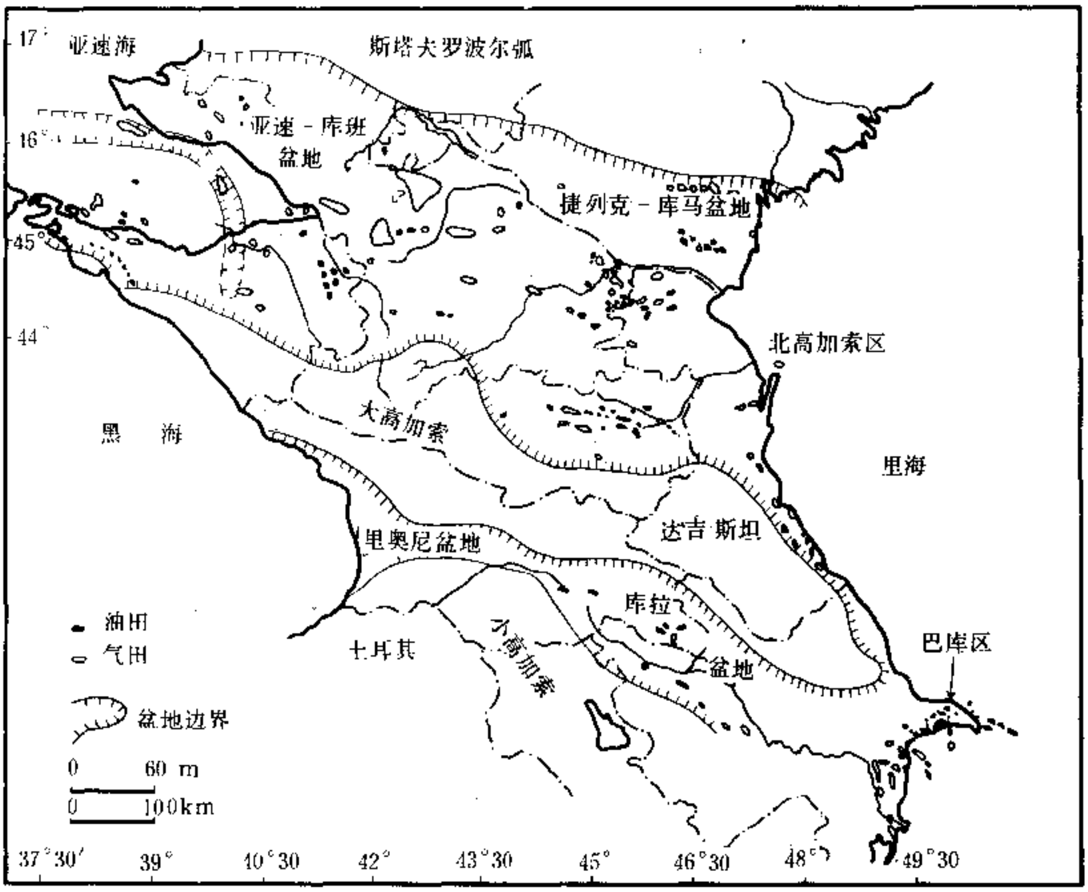


图 181 北高加索和巴库区油田分布图

南里海盆地含石油近 1.65Gt。第三系盆地储量大是由于大而厚的三角洲沉积中有孔隙性和渗透性很好的砂岩，并由于上上新统页岩的超覆被很好地封闭起来，较近被埋藏的、富含有机质的源岩提供了烃的来源。在烃的生成和运移过程中，垂向运移起着重要的作用。许多在油气流动时即已存在的绕近构造富集了油（气）藏，它们之中许多是大型的，人们在这里已发现了十几个大油田（GUBKIN，1934；HALBOUTY 等；1970；OVANESOV 等；1973 和 1975）。

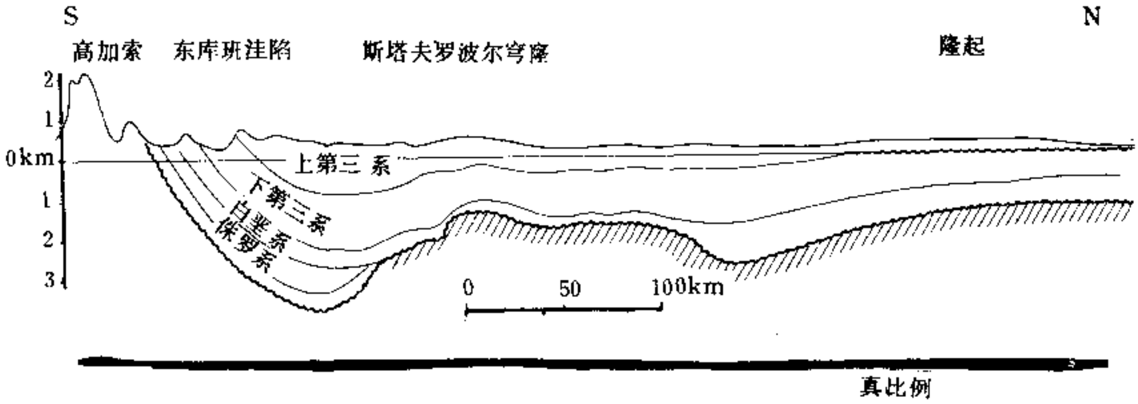


图 182　北高加索盆地横剖面

3.3 北 海 油 区

北海油区包括许多沉积盆地，南部从泥盆系到石炭系、二叠系，在北部维金地堑则到新生界。这些地层单元所覆盖的面积约有 500000km^2，沉积岩厚度常为 5～6km；这个沉积组合受到海西、基麦尔晚期和拉拉米等期的不整合影响（图 183）。

地质评述

沉积岩系首先是泥盆系，接着是石炭系，它们组成了海西期的旋回。这些地层发育在局限于北海南部的一个晚期构造盆地中，从北到南从 Vise′e 到 Westphalien 都有大型煤层展布，在更晚的年代，沉积层系则发育在整个沉积区内。海西造山运动以后，向北的海侵形成了大型的二叠系盆地，内中沉积了一个底部正向层序——赤底统砂岩、红色页岩和岩盐，一个顶部反向层序——蔡希施坦统，主要为碳酸盐岩和蒸发岩。这两个层序提供了北海南部含气区内的储集层（砂岩和碳酸盐岩）和岩盐封闭层。

三叠系主要为碎屑沉积，以后连续向北推进，接着出现了前基麦尔期的侏罗系，即里阿斯统、道格统及下玛姆〔统〕，在南部它们仅发育在局部的地堑中，为反向大层序（海相页岩和少量砂岩层），在北部则分布于维金地堑区，为陆缘沉积，具正向的大层序，内中以砂岩占主要地位，它们起初是河流相，继而是三角洲相。这个沉积过程伴有大的构造活动，后者在牛津末期强度最大，南部地堑发生了地形逆转，北部产生裂谷构造，形成许多反向断块，一反早期的同向同沉积断层。

南部的基麦尔晚期挤压构造运动（伴有向北的拉张）引起了侵蚀作用，进而产生地形逆转。维金地堑塌陷，形成北面的深水海域，这里启莫里支阶页岩富含有机质，然而，在南部

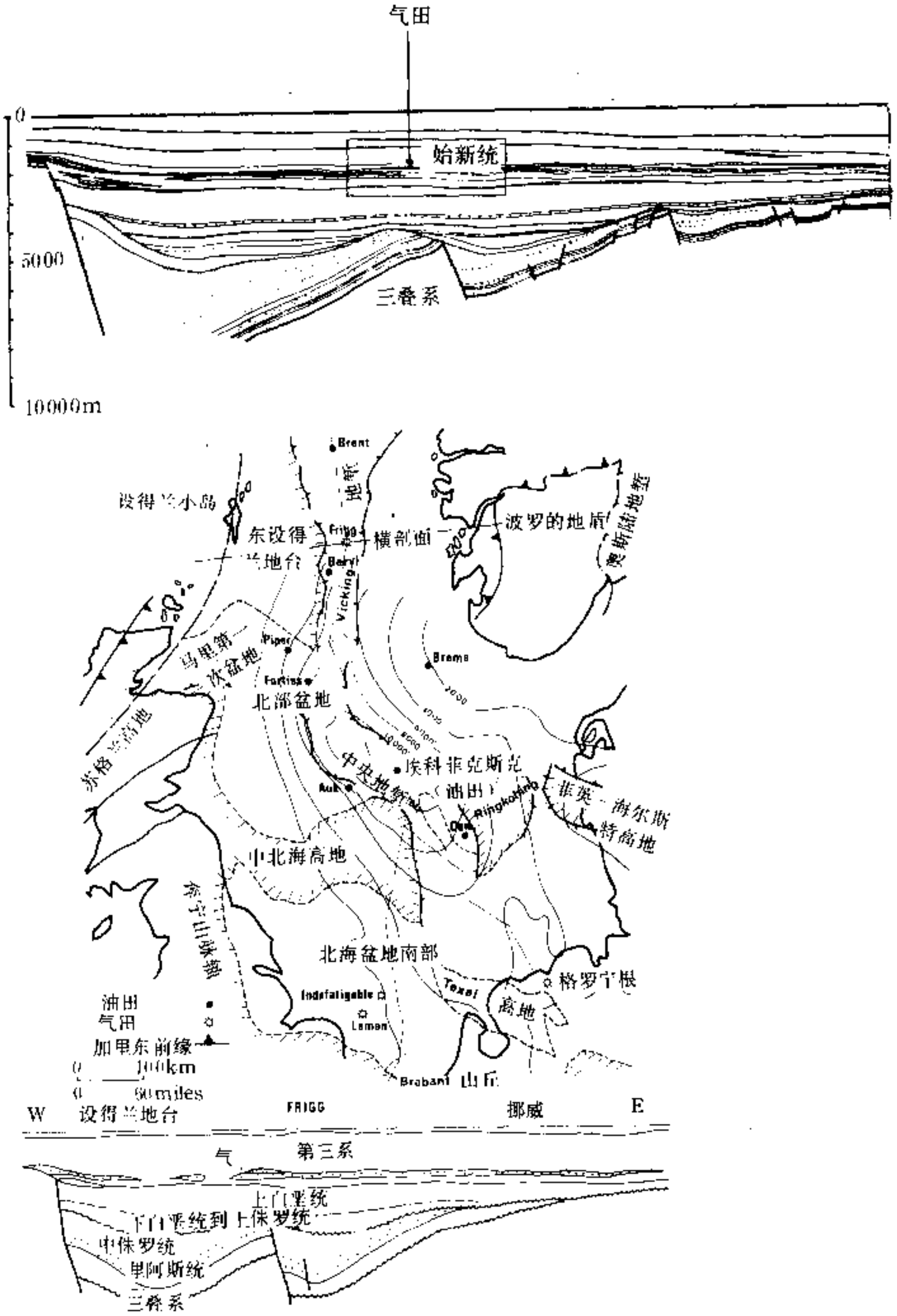


图 183 北海盆地构造，盆地第三系底部等深线及穿过 Frigg 气田的横剖面图（据 CHILDS 和 REED，1975）

晚侏罗世的沉积仅只是局部的，分布于较老地堑边缘，为近海相或蒸发岩相。

下白垩统在南部为块状页岩和海侵砂岩，位于区域性反向白垩系大层序的基底，维金地堑南部主要是碳酸盐岩，北部主要为页岩。在北海中央带，森诺阶的白垩相延伸至达宁阶。

北海的海退充填在第三纪继续进行。在中部的 Ekofisk 盆地下面下陷深达 3500m。岩系

基本上为泥质沉积，直至中新统均属欠压实的。在北部 Shetlands 地台，有大型浊积岩组合发育在古新统和下始新统中。内中分布有几个重要气田和油田，如 Forties 和 Frigg。

从构造观点看，东西向的中北海隆起横亘于北海中部。它代表了早期石炭纪盆地的北部边界。

在北海南部也发育了一系列轴向地堑，从南向北依次为：Haye 地堑、Dutch 地堑及 Ekofisk 地堑。在外围地区也发现了与这些地堑类似的盆地，如 Sole 地堑和丹麦–挪威盆地，它们活动于早期，主要是二叠纪。在北纬 58 度以北，北海经受裂谷型构造体系的作用，如维金地堑和 Moray Firth 地堑：前者是一个轴向南北顶部塌陷的复背斜；后者是一个东西向延伸的中部抬升为地垒的复向斜。这两个联合构造，起因于 Shetlands 地台向北西方向的相对位移（图 184）（ZIEGLER，1980b）。

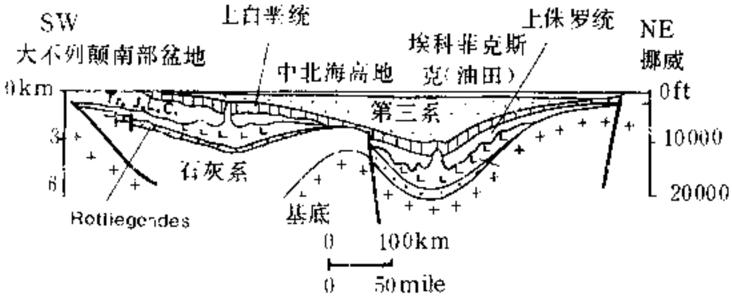


图 184 从伦敦到 Stavanger 穿过 Ekafisk 油田的北海盆地横剖面图（据 DUNN，1975）

石油评述

圈闭一般与构造有关，最常见的是反向断块，或在不整合之下（维金地堑的侏罗系砂岩），或在蔡希施坦岩层的不协调封闭下（赤底统砂岩）。然而，圈闭也可以是龟背状构造，底辟构造，刺穿或未刺穿构造，（Ekofisk 白垩），也可能是沉积圈闭：滨岸砂岩（在荷兰为下白垩统），页岩封闭的深海扇碎屑块状砂岩（Frigg，Forties）。

就 Ekofisk 油田来说，石油柱可超过现有构造的闭合度，因为石油早先就聚集在欠压实的白垩中。那些没有被油浸染的白垩尔后由于差异压实（作用）而变成不渗透的泥岩，随后的构造形变形成底面不规则的或倾斜的油藏聚集。同样，被隔绝的或原始特征不好的储集层，即使在构造顶部也不一定被油浸染。

二叠系圈闭的面积和高度分别为 10～260km^2 及 50～450m。岩盐组成了盖层，由于经受了强烈变形而变得不协调。

储集层的种类很多，但主要是砂岩；尤其：河成相和风成相的赤底〔统〕砂岩，它被蔡希施坦盐层封闭，这种封闭与中生界和第三系盖层完全不一样；里阿斯和道格〔统〕的河流至三角洲砂岩；始新统—古新统深海扇砂岩和砂。

值得一提的还有在 Ekofisk 区（参见第二篇第二章）的丹麦阶和麦斯特里希特阶白垩储集层，以及蔡希施坦统的碳酸盐岩（Auk，Argyll），后者具有"角砾岩溶解"类型的早期成岩作用所形成的孔隙。

这些储集层一般物性良好。赤底统砂岩在深 1800～3200m 处的孔隙度平均为 12～13%，有效厚度达 70～300m；产量为 0.3～1.7Mm^3／d。

道格砂岩的孔隙度约为 20～25%，渗透率从 0.5～1μm^2，在欠压实带最深处也保留此种

特性。在静水压力范围内，道格砂岩的储集特性则很少有好的。古新统和下始新统砂（Frigg　Forties）的孔隙度为25～30%，渗透率可达3μm^2。

下列岩层组成盖层：蔡希施坦统蒸发岩系，厚度为100～600m；启莫里支阶及下伏白垩系的超覆页岩（维金盆地）；在大Ekofisk油区内常为欠压实的古新统和始新统页岩。

在各种情况下岩石物性均好。

二叠系气藏的气体生成于下伏的埋藏很深（常超过5km）的石炭系煤层。

较新层系中的油和气可能是在上里阿斯海相页岩、道格三角洲页岩，特别是在启莫里支阶含藻类和微体浮游生物的具放射性沥青质黑色页岩中生成的（BARNARD和COOPER，1981）。

在Ekofisk区，烃类是在相应于古新统的埋藏深度内形成的，而其它地区烃类一定是在更晚的年代（始新世和渐新世）开始生成的。

垂直运移对烃类原地聚集起了重要作用，尤其蔡希施坦统岩盐层，它既对赤底统形成封闭，同时也是烃向三叠系或侏罗系储集层运移的一个屏障。

原油属中至低比重，0.85～0.80（35～44°API），低含硫（0.2～0.9%）。

赤底统天然气含甲烷75～95%，较高的甲烷同系物占3～6%，在南部盆地中，可含不同数量的CO_2（可达2%）和N_2（1～9%）。

维金盆地主要的始新统矿床——Frigg气田，含$CH_4$95.5%，含痕量的甲烷同系物N_2和CO_2。在很深处的欠压实和高压带中，侏罗系油藏应该朝着凝析气转化，这种聚集随深度的增加而逐渐减少。

主要发现

自1964年钻第一口井以来，在本区已发现了大约3Gt的石油，这些石油分布在30～40个油藏中，其中包括几个巨型油田：Brent，Statfjord，Ninian，Cormorant，Pipor，Forties和大Ekofisk。

已发现了超过3500Gm^3的天然气，其中包括格罗宁根气田及其相邻气藏中的天然气1700Gm^3。

3.3.1 南部盆地

这个二叠纪盆地中有约1400Gm^3的气分布在20个气藏内，却有2／3集中在Leman、Indefatigable、维金和West　Sole　4个巨大气田中。其余的如英国的气田则不太重要，在荷兰海上还有一些（图133）。

Leman油田（1966）是一个具断层的扁平穹隆构造，相当简单，其面积为30×8km；产层深1800m，厚240m，气藏可采储量约为330Gm^3。Indefatigable油田（1966）位于具两个断块的中生界向斜，可采储量为220Gm^3（图76）。维金气田（1969）有天然气100Gm^3。West　Sole气田（1965）为一断隆，由于岩盐厚度变化，在地表为一向斜，含气约75Gm^3（图76）。

3.3.2 北部盆地

侏罗系的石油约有1.7Gt，天然气可能超过500Gm^3，主要产于北部Statfjord、Brent、Ninian和Cormorant等油田。

大Ekofisk油田的丹麦阶和麦斯特里希特阶组成了6个底辟背斜，石油储量约有250Mt，260Gm^3伴生气。

古新统（Forties，Frigg），有900Mt石油及600Gm^3天然气。

主要油田

挪威区的 Statfjord (1974)，有石油 350Mt 和气 $70Gm^3$，产层为道格统和下侏罗统—上三叠统的砂岩，面积约 $580km^2$ (KIRK，1980)。

英属 Brent (1971)，在道格及里阿斯有 280Mt 石油和 $100Gm^3$ 气，它是典型的侏罗系不整合圈闭（图 96 和图 185)。

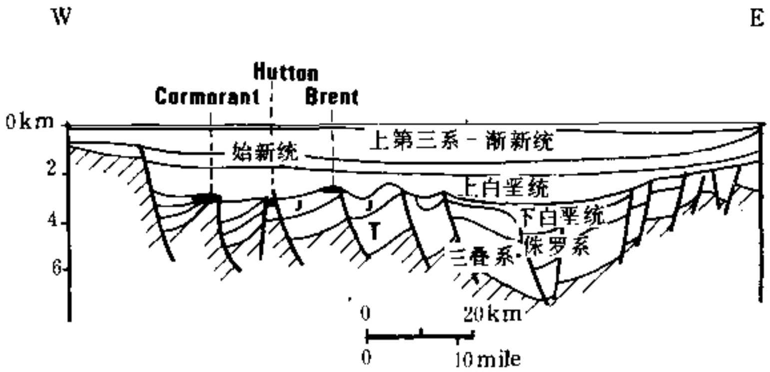


图 185　穿过维金地堑 Brent 油田的横剖面（据 ZIEGLER，1975)

Magnus (1974)，有石油 100Mt，产层为上牛津阶储集层。

Forties (1970)，为倾角非常小的狭长背斜，产层深 2250m，为古新统浊积砂。产量约 $2400m^3/d$，可采储量估计有 250Mt (HILL 和 WOOD，1980)。

Ekofisk (1969) 油田中部储量为 170Mt 油及 $125Gm^3$ 气，一群 7 个油藏构成大 Ekofisk 油田，总储量为 240Mt 油，$200Gm^3$ 气 (BARK 和 THOMAS，1980，1981)（图 186)（参见第二篇第 1 章)。

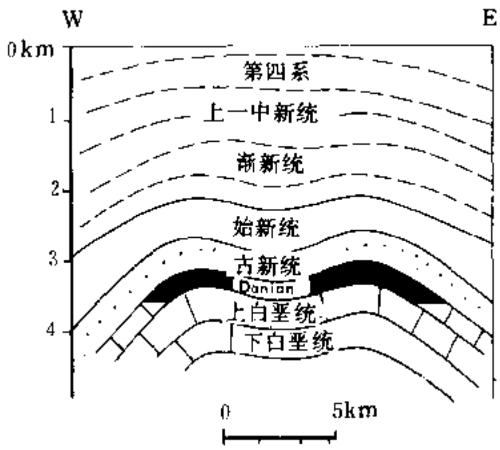


图 186　Ekofisk 油田横剖面（据 BYRD，1975)

气田

Frigg (1971)，横跨挪威属区和英属区，产层为古新统较深水沙堤沉积，储量估计有 $250Gm^3$（图 48 和 183) (HERITIER 等，1980)。

Troll (1979)，325m 水深，储量 $1300Gm^3$ 气。

油气比较集中在沿北海中线排列的一些较窄地堑中，对北部中生界和第三系油气藏尤其如此。可以假定丰富的油气资源特别与下列因素有关：富含腐泥有机质的侏罗系生油页岩，由于埋藏常常很深而且时代较新，使其达到最佳成熟程度；自赤底统直至始新统，碎屑岩和碳酸盐岩储集层连续出现，它们有时相当于深水沉积；自二叠系至始新统有很好的蒸发岩和页岩封闭，启莫里支阶放射性页岩起了特殊作用，它的封闭效应由于在 Ekofisk 中部地堑的欠压实而被强化了；区域不整合，特别是海西不整合，但首先是晚基梅尔不整合；构造圈闭有很多种，通常

为复合型，它们与引张构造运动有关，产生反向断块，或与盐体的构造运动所引起的非刺穿底辟或龟背构造有关，但显然与挤压构造运动无关，挤压构造出现于晚基梅尔造山运动后，直接位于南部地堑的下面；較近的下沉在中间的一些地堑中沉积了 2500m 以上的第三系。

至于南部盆地，正如我们在前面讲过的（第三篇第 1 章），油气富集是由于埋藏很深的威斯特伐利亚阶有多层生气层，储集层位于二叠系底部，蒸发岩有效的封闭以及处于很强的深成热解作用带（HERITIER，1975；PEGRUM 等，1975；KENT 和 WALMSLEY，1970；THOMAS，1975；WATSON 和 SWANSON，1975；WALMSLEY，1975，1977；KENT，1980；ZIEGLER，1977，1980，VAN WIJHE 等，1980；VAN WIJNE 与 F.DUFFAUD 合著）。

3.4 北 美 油 区

北美大油区具有多样、丰富以及油气田数量大的特点，这是详细勘探的结果。

自北冰洋到墨西哥湾这些油区有从寒武系到更新统的整个地层系统。

在阿拉斯加北极斜坡上的普拉德霍油田拥有 1.4Gt 石油和 800Gm^3 天然气，Kaparuk 油田为 140Mt（参见第二篇第 4 章）。生油岩超覆在一系列被侵蚀的储集层之上，并形成一个抬升的枢纽，所以油气资源丰富（图 9 和 110）。

加拿大西部、泥盆纪—密西西比纪与中生代两个巨大地台盆地的叠加构成了拥有 2Gt 石油和 2.5Tm^3 天然气的巨大油区，并有 100Gt 以上的沥青原地储量。

中大陆和得克萨斯西部二叠纪盆地的石油储量约有 7Gt，天然气为 6.5Tm^3，代表了世界上最富饶的古生界油区。

在其西侧为落基山脉复合体，产层是寒武系到第三系，在 12 个山间盆地中累计发现了约 1.5Gt 石油，1Tm^3 天然气，以及储量大得多的沥青页岩。

在太平洋边缘的加利福尼亚第三系盆地，在较小面积内集中了 3Gt 以上的石油及约 1000Gm^3 的天然气。

在墨西哥湾的“大新月形”地带：有很厚的中生界和新生界碎屑岩系，组成了北美南部边缘，也属墨西哥湾富饶区，这将在下一章再讨论。

3.4.1 西加拿大油区

西加拿大油区位于艾伯塔省以及不列颠哥伦比亚和萨斯喀彻温两省的部分地区，其覆盖面积约有 1350000km^2。它们包括：晚古生代—中生代大型稳定地台盆地，位于内陆大平原；西部边缘的逆掩带，剧烈褶皱，向东逆冲，没有过渡带，组成了落基山山脉边缘。

3.4.1.1 地台区

本区沉积岩系从寒武系至第三系，中间有许多缺失；从加拿大地盾向落基山麓稳定加厚，在地盾边缘急剧变薄。这些层系形成了“艾伯塔向斜”，此处厚度超过 5000m。本单元为很平缓的单斜，倾向西南，倾角 0.5°～1°，仅有几个曲率半径很大的拱起（图 187）。

泥盆系中油气藏基本为地层圈闭、礁块圈闭，而在白垩系中的则为砂岩尖灭圈闭。两者导致了古生界与中生界这两个亚区的不同。

古生界亚区

中、上泥盆统是主要生产体系，拥有原地石油体积的 38%；然而在石炭系内也有储量，特别是天然气（储量的 25%）（图 188）。

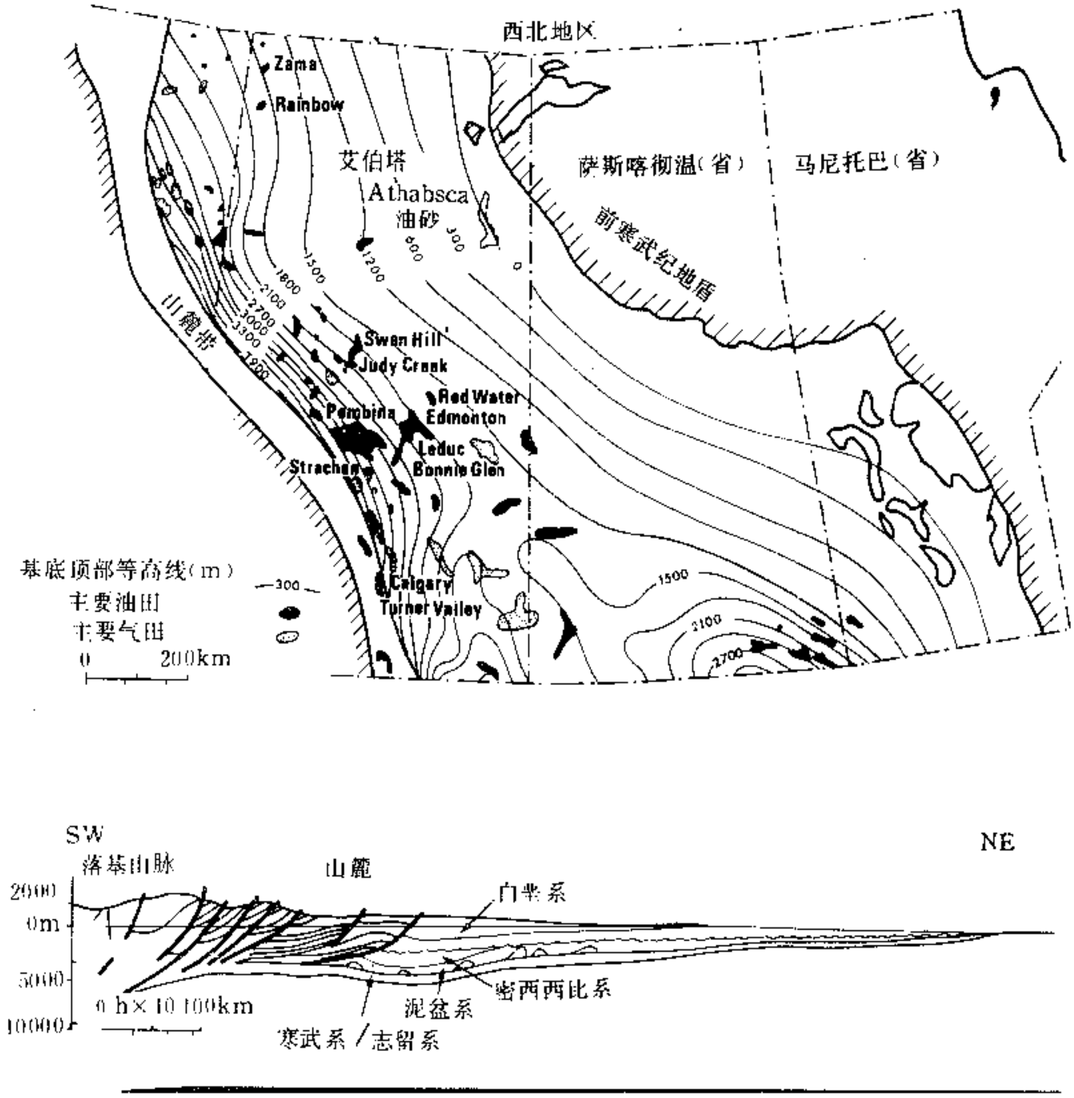


图 187 加拿大西部示意图

礁块圈闭分布在中泥盆统到上泥盆统，组成了三个主要含油系。

位于埃德蒙顿和卡尔加里之间的 Leduc 区，于 1947 年首次发现油气，产层为块状白云岩，属于晚泥盆世早期的生物礁，被黑色页岩封闭。该组原地储量估计石油为 670Mt，天然气为 500Gm^3，分布在约 40 个油田内。主要油田是：Redwater，约有 110Mt 的石油可采储量；Leduc–Woodbend，可采储量为 50Mt。

Leduc 层中的 Strachan 和 Ricinus 两个气田是 1968 年和 1969 年用地震法在山麓带下的盆地深部发现的。这两个礁块分别在深 4000m 和 4300m 处，大部分已白云岩化，平均孔隙度为 8～9%，基质渗透率达 15～20×10^{-3}μm^2，并因裂缝而得到很大改善。油柱高 200m，单井产量为 1～2Mm^3／d。这两个油田的面积，各自约为 20km^2，估计原地储量分别是 46 和 50Gm^3。天然气是酸性的，整个这个区都这样，在 Strachan 含 80%CH_4，9.5%H_2S，在 Ricinus 则为 60%CH_4，33%H_2S（据 BHAT，1975；HRISKEVICH 等 1980）。

Swanhills 地区是 1957 年发现的，由一系列下弗拉斯阶的礁块构造组成，分布在 Peace River 背斜的南翼，埃德蒙顿的西北部。礁块高 100～150m，主要为类层孔虫石灰岩，被有孔虫黑色泥灰岩和页岩封闭。产层面积在 Swanhills A 和 B 油藏由几平方公里到 40km²，原地储量最高达 270Mt。Swanhills 南部油田，原地储量为 125Mt（可采储量 70Mt）；Jndy Creek A 的原地储量为 113Mt（可采储量 70Mt）；Swanhills C 为 77Mt。Kaybob 南部天然气原地储量为 18Gm³。

整个地区约有原地石油储量 900Mt（可采储量 326Mt）及天然气原地储量 125Gm³（50Gm³ 具工业性）（据 HEMPHILL 等，1970）。

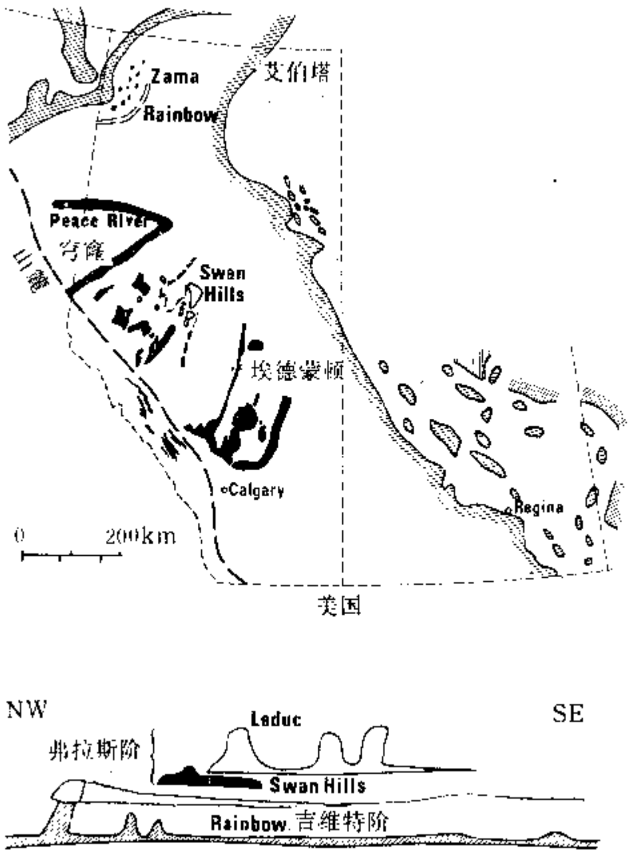


图 188 艾伯塔泥盆系主要礁块单元示意图
(据 KLOVAN，1974)

Rainbow- Zama 地区是自 1965 年以来在艾伯塔西北角发现的，产层为中泥盆统礁块层。礁块属海进相（Keg River 层），开始为地台型碳酸盐岩沉积，以后发育成生物礁。生物礁有各种类型（塔礁、新月形礁、环礁……），发育在西部的堡礁的前方。旋回终止于海退相（Muskeg 层），以蒸发岩为代表，它把礁块圈闭埋藏并封闭起来。礁块圈闭高 180～200m，斜度约 25°，主要由珊瑚、层孔虫、苔藓动物和海百合组成。蒸发岩似乎大大促进了碳酸盐岩层的白云岩化作用。在平均深 2000m 处，孔隙度为 3～13%（平均 4.5%）；渗透率达 $100\sim1000\times10^{-3}\mu m^2$（图 67）。

石油生成在富含有机质的黑色细粒碳酸盐岩层中，后者相当于蒸发岩相的开始。

原地储量变化很大，由 0.5～38Mt。原始可采系数估计在 20～50%，混相段塞注采系数则可达 80～90%。截至 1969 年底，已发现了 72 个油藏，原地石油总储量为 200Mt。

在 Zama 邻区，在一系列小油藏中已发现的石油约达 30Mt，一般属塔礁型。

整个 Rainbow-Zama 区，总共拥有的可采储量是石油 220Mt，天然气 30Gm³。它们分布在 150 个油藏中（据 LANGTON 和 CHIN，1968；MCCAMIS 和 GIFFITH，1968；DUMESTRE，1969；BARSS 等，1970；EVANS，1972；KLOVAN，1974；HRISKEVICH 等，1980）。

中生界亚区

海进侏罗系以砂质和钙质的黑色泥灰岩为代表。早白垩世，一系列的岩相变化可以反映

出在一个向西开口的巨大海湾处所发生的海进与海退，特别是大型三角洲的展布，并由此形成地层圈闭。始新统以砂岩-页岩层系为代表，在艾伯塔向斜处的厚度为3000m，并且象其它层序一样，朝北东方向厚度很快变薄。

在整个亚区内，圈闭基本上是地层的，即圈闭由尖灭的和凸镜状的砂体构成，主要是由于岩相的变化和向上游过渡为泥灰岩，偶尔也由在白垩系底部的海进式尖灭形成。有几个很缓的背斜，覆盖在早期的地形突起或泥盆系礁块之上，一般有天然气。

储集层基本上是碎屑岩。上白垩统砂岩（主要是Cardium层）中有加拿大1/4的石油，一大半集中在Pembina巨型油田内。下白垩统，特别是维金层，含有石油和天然气储量的12～13%。

盖层主要是页岩。烃在白垩系页岩内生成。从盆地深部向东北边缘，石油密度逐渐增加，在沥青砂中原油的密度值可达1。这种重油的生成似乎在于地层的不成熟，以及运移出来的烃的蚀变作用。

白垩系的主要油田是Pembina油田，它是在对测井资料重新解释之后于1953年发现的。主要是由于Cardium砂岩大面积尖灭而形成的，这个砂岩向东变薄，并向上倾方向过渡为页岩。组成储集层的三个砂体被两个十分明显的不整合隔开。储集层埋深为700m，面积为3000km^2，厚度0～20m（平均4m），平均孔隙度12%，平均渗透率$25\times10^{-3}\mu m^2$。

地层水实际上是淡水；石油是比较轻的，比重为0.83（39°API）。

有2200口井是低产井，1976年3200口井的产量为5.7Mt，平均约为5t/d。

原始可采储量估计达250Mt，累计产量（1979）为147Mt。

中生界地层值得我们注意的主要有两个特殊原因：在向斜深部有天然气；在浅层甚至在露头处，有大量的重油聚集。

在艾伯塔向斜的低孔隙度、低渗透率的白垩系砂岩中发现了大量的天然气聚集。正如我们所指出的（第二篇第4章），向斜深部圈闭储藏了12000Gm^{3}的天然气，包括Milk River油田的250Gm^{3}天然气。然而，这些体积中的天然气，必须采取低的收率并控制分井产量。

重油

艾伯特北部和东北部的下白垩统砂岩有大量重油，原地储量估计为120Gt。这些储量集中在西部的Peace River，东部的Lloydminster和Cold Lake以及东北部的Wabasca和Athabasca的大部分。整个单元形成一个长约1000km的弧形带（图189）。

随着储集层埋深变浅，石油质量渐趋恶化，石油的比重从下倾方向的0.95（18°API）到露头处的1（10°API）。，

这些不同聚集中的石油，被发现在下白垩统底部砂岩中，主要是三角洲和河成类型，覆盖于侏罗纪到泥盆纪地层之上，形成了一个不规则的起伏。这些砂岩被海进的海相页岩所封闭。圈闭是构造和地层的结合：隆起和区域性砂岩朝北东方向尖灭。

Peace River聚集有大约8Gt的原地石油，砂岩埋深500～800m，厚约30m。Cold Lake聚集位于古生界隆起之上，300～450m处的一系列“油田”约有11Gt储量。

Lloydminster区的油田位于尖灭带中的构造鼻和构造阶地上，300～800m深度内有原地石油360Mt，可用常规方法进行生产。

Wabasca聚集在100～300m处约有8Gt储量。最大的沥青砂是Athabasca，有原地储量90～100Gt（据VIGRASS，1968）。

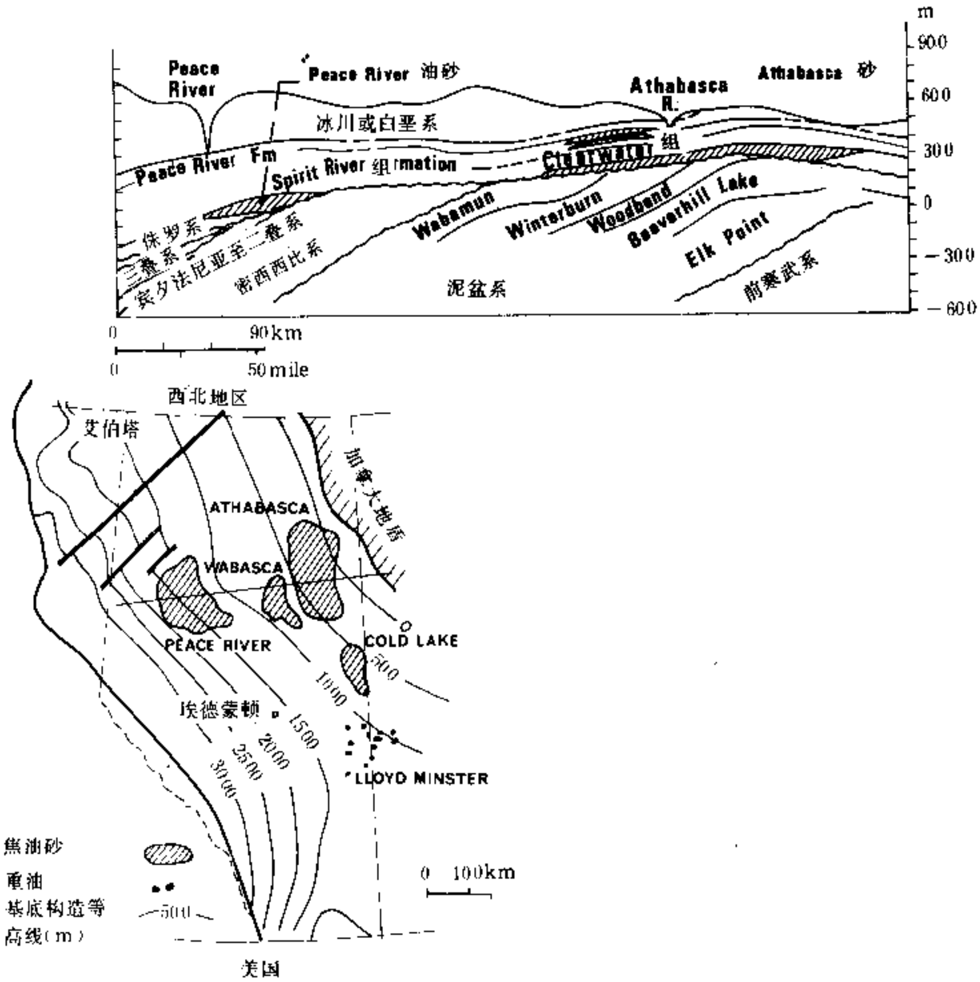


图189 Athabasca 沥青砂（加拿大）分布图（据24层CGI的A／L25偏差定向，1972）

Athabasca 沥青砂

Athabasca 沥青砂位于艾伯塔的东北角，原地石油为90～100Gt，为世界上最大的重油资源。这个聚集的覆盖面积约达30000km^2，位于覆盖在泥盆系之上的下白垩统砂层内，沥青浸染厚度为0～120m。这些砂岩在山谷中出露，向西南方向逐渐地掩埋在600m之下。在约100Gt的石油中有12Gt可以露天开采，有50Gt可以热采。每平方公里约为4Mt，峰值为10Mt。

从地质角度来看，这些砂沉积于半咸水到海相三角洲与河流相环境。这个聚集的面积为240×200m，为一具60m高差的隆起。后者被 Elk Point 群（泥盆系）的盐层溶蚀作用形成的平缓向斜所包围。此单元形成了一种巨型油田，可能是绝无仅有的一个出露的巨型油田(MOSSOP，1980)。

3.4.1.2 落基山山麓区

本油区延伸在落基山山前，横跨不列颠哥伦比亚东北及艾伯塔东南，依据断裂的和逆掩的褶皱构造可以将其划分出来，这种褶皱构造往往是很复杂的，在造山过程中，它向东位移到了地台前陆区之上。大构造体系由俯冲运动造成，结果就产生了落基山的褶皱系。后者直

接与大草原的稳定区相碰撞，而没有任何过渡带。

在这个范围内，圈闭基本上是由一些急剧的褶皱组成，通常为断裂褶皱和逆掩断层褶皱。出现在坚硬石炭系之间的泥质白垩系产生了柔性的与相对简单的褶皱。如果白垩系被挤跑了，那么密西西比系就覆盖在密西西比系之上，形成一个复杂的构造带。在此带上，自中新世以来大约上升了1000m，油藏常被油气充满。

储集层主要是密西西比系石灰岩，或多或少地有白云岩化现象，局部孔隙较发育（6～7%），同时由于宽深的裂缝而具渗透性。三叠系碳酸盐岩、泥盆系及石炭系砂岩层也可提供一些产量，特别是天然气。盖层主要是页岩，通常属白垩系。烃源岩为密西西比系（Ekshaw层）和白垩系（Fernie层）的页岩。

本区富含酸性天然气，累计发现的300Gm^{3}气体有一半以上集中在18个气田中。

这里的Turner Valley油田是加拿大的第一个油田，1914年发现白垩系产层，1936年又获得了更重要的石炭系产层。该油田是本亚区内唯一产油的，已产油20Mt，今天实际业已耗尽。

主要气田有：Waterton是最大的，100Gm^3（图86，参见第二篇第4章）；Jumping Pound W，27Gm^3；Wildcat hills，20Gm^3（据LINK，1949；FOX，1959）。

小结

到目前为止，在加拿大西部1.3Mkm^{2}的大油区内，已发现了约有2.3Gt常规石油和2600Gm^{3}的气，烃类的总潜力约为3000t／km^2。这些储量分布在2700个油气藏中，其中包括6个巨型油气田。

除这些常规油气以外，还发现了价值巨大的重油及沥青砂聚集，估计原地储量在100Gt以上。

总的来说，这个油区的大片面积都是十分稳定的，没有什么下沉。不可否认，本油区的有利因素就是泥盆纪时的礁块背景与特定的地理背景。这个地区曾有过几次暂时的下沉加速，这有利于礁块的发育。本区还有蒸发岩广泛沉积，形成了极好的封闭，此外，本区在白垩纪时形成了各种各样的海湾和三角洲复合体。

3.4.2 中陆油区

覆盖面积接近1Mkm^{2}的中陆大油区内分布6个古生界盆地，其中包括位于中央的西得克萨斯盆地（图190）。

从地质观点来看，本油区是由一些较稳定、有花岗岩脊的地台盆地和其间是下凹的大的沉降区的浅滩盆地组成，如在西得克萨斯的特拉华和米德兰盆地，位于阿巴拉契亚山南延部分Ouachita和Wichita–Arbuckle山附近的胃地槽盆地。

从地层观点来看，这些盆地主要由古生界组成，特别是石炭系和二叠系。古生界本身又被许多间断和不整合所分割，其中最主要的是宾夕法尼亚纪的区域性海侵。

从石油的观点来看，这些盆地位于北美石油最丰富的地区，有各式各样的圈闭，主要是构造的，但也有礁块的，常常很大并且是在早期形成的，这可证之于不整合对这些圈闭的影响（例如俄克拉何马城背斜）。地层的与构造的结合常是形成和大型油气聚集的原因，如Panhandle–Hugoton巨型油气田。

在地层岩系中，砂岩和碳酸盐岩储集层分布广泛，多为厚层且岩石物性好。宾夕法尼亚系和二叠系的砂岩和碳酸盐岩特别值得大书特书，西得克萨斯礁块的发育更不在话下。例

如，Guadeloupe 层系给出了每公顷 16000m^3 的产量，日产量超过 10000t／d（Yates 油田）。

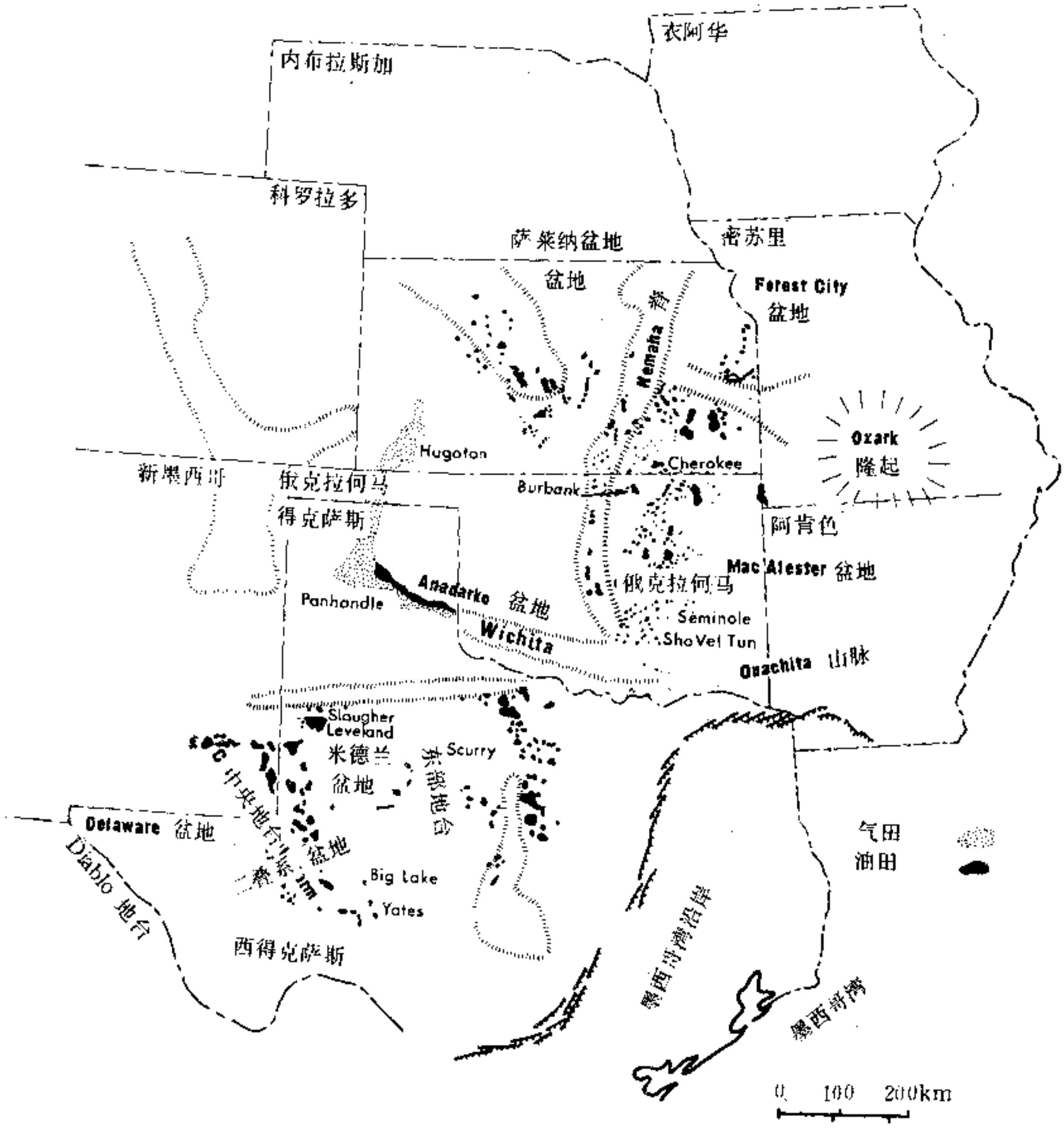


图 190　中陆油区总图

从整体来看，特别是特拉华盆地，砂岩比碳酸盐岩所含的油更轻更纯，其沉积环境多为泻湖。

盖层主要是覆于二叠系之上的页岩及蒸发岩。烃源岩似乎可以出现在地层层序中的不同层位，特别是奥陶系黑色页岩、泥盆系和密西西比系的海进具放射性的黑色沥青泥灰岩和石灰岩、宾夕法尼亚系含磷沥青灰岩和泥灰岩以及二叠系的黑色含硅藻灰岩和泥灰岩。

主要发现

在整个中陆区，已发现了 7Gt 石油和 7Tm^3 以上的气，包括西得克萨斯盆地的 4.25Gt 和 2.5Tm^3。这些储量分布在 3600 多个油田中，其中包括 15 个巨型油气田。

西得克萨斯二叠盆地拥有 400000km^2 的面积，为世界上油气最丰富的地区之一，有 10000t／km^2 石油及 6Mm^3／km^2 的气。其主要油田产层为二叠系石灰岩，有些是宾夕法尼亚系石灰岩，这些油田是：Yates 油田（1926），为中央地台上的宽阔穹隆，有 300Mt 储量；Wasson 油田（1937），260Mt；Scurry 油田（1948），位于 Horseshoe atoll 上（东部地台），250Mt（参见第二篇第 4 章）；Slaughter Leveland 油田（1936），215Mt。

前密西西比系与前宾夕法尼亚系的不整合在烃运移过程中起主要作用，二叠纪的强烈沉陷引起烃的运移。

Anadarko 和 McAlester 盆地主要分布于俄克拉何马，它们有着相同的排列，北部为巨大的地台，是地层圈闭发育区，特别是 Grand Seminole（1936）有 60Mt 储量（参见第二篇第 4 章），而南为 Ouachita 前渊（至少对后一盆地是这样的），以逆掩断层褶皱为其特点，强烈的深成热解作用只能形成气藏。

这两个盆地主要被走向正南的花岗岩山脊分开，有一系列构造油藏，其中：俄克拉何马城（1928），最大储量 120Mt（参见第二篇第 4 章，图 77）；Burbank（1920）为 117Mt；Shover Tum（1915）为 200Mt。

Anadarko 盆地西部边缘由一个直角的脊所形成，它向 Wichita Spur 北部延伸。这个巨大沙滩是构造和地层形态的结合，隐蔽着美国最大的气田，也是世界上最大气田之一的 Panhandle–Hugoton。

Panhandle–Hugoton 气田展布于堪萨斯、俄克拉何马和得克萨斯州，长达 440km，宽 13～30km。生产区覆盖面积达 20000km^2。圈闭是构造（基底老山脊在 Panhandle 再次复活）、地层与水动力因素的结合，特别是在闭合的西部和北部（图 191）。1918 年 12 月在得克萨斯地面穹隆处打了野猫井，在 2000m 深获得了 140000m^3／d 的气流；48 年后这口井仍可日产 220000m^3。

北部的 Hugoton（位于堪萨斯）是于 1922 年 12 月发现的。以后逐年钻了获得不同产量的井，这个油田的大小只是在 1927 年，也就是打了第一口野猫井 9 年之后才最后确定下来。

油藏是在 1921 年 5 月在得克萨斯州发现的，第一口井从花岗岩（冲积层）中产出石油 1000bbl／d，其巨大潜力才被人们认识到。自从这一发现之后，这个油田上已打了 20000 多口油井，在 1967 年开头有 11827 口井生产。

从整体来看，这个油田大约有 220Mt 的石油及 2000Gm^3 可采出的天然气，至 1977 年 1 月 1 日止，累计产量石油为 180Mt，天然气为 1160Gm^3。天然气中平均含氦量为 0.5%。在此巨大单元中习惯上划分出 Panhandle 与 Hugoton 两个油气田。

Panhandle 油田的圈闭是由前寒武纪花岗岩大山脊构成的；其蚀变带直接被褶皱的二叠—宾夕法尼亚系碳酸盐岩层覆盖。储集层是由花岗岩风化砂及粗粒的白云质和鲕状岩层组成，封闭则由硬石膏沉积和致密硬石膏质白云岩构成。

石油主要发现于油田西北翼；地下水面向西倾斜。在东南部，天然气直接位于含水层之上，另一侧约在水–油界面以上 50m。中央带的平缓倾斜以及东西向的水动力梯度导致产油区的扩大，原始压力为 30bar。

最高产能的储集层是鲕状的褐色白云岩层，为 400000m^3／km^2，整个油田一次开采的产量为 60000～80000m^3／km^2。油气生成于海相页岩中，从这里运移而进入花岗岩风化砂内，后者充当了运移通道的角色。

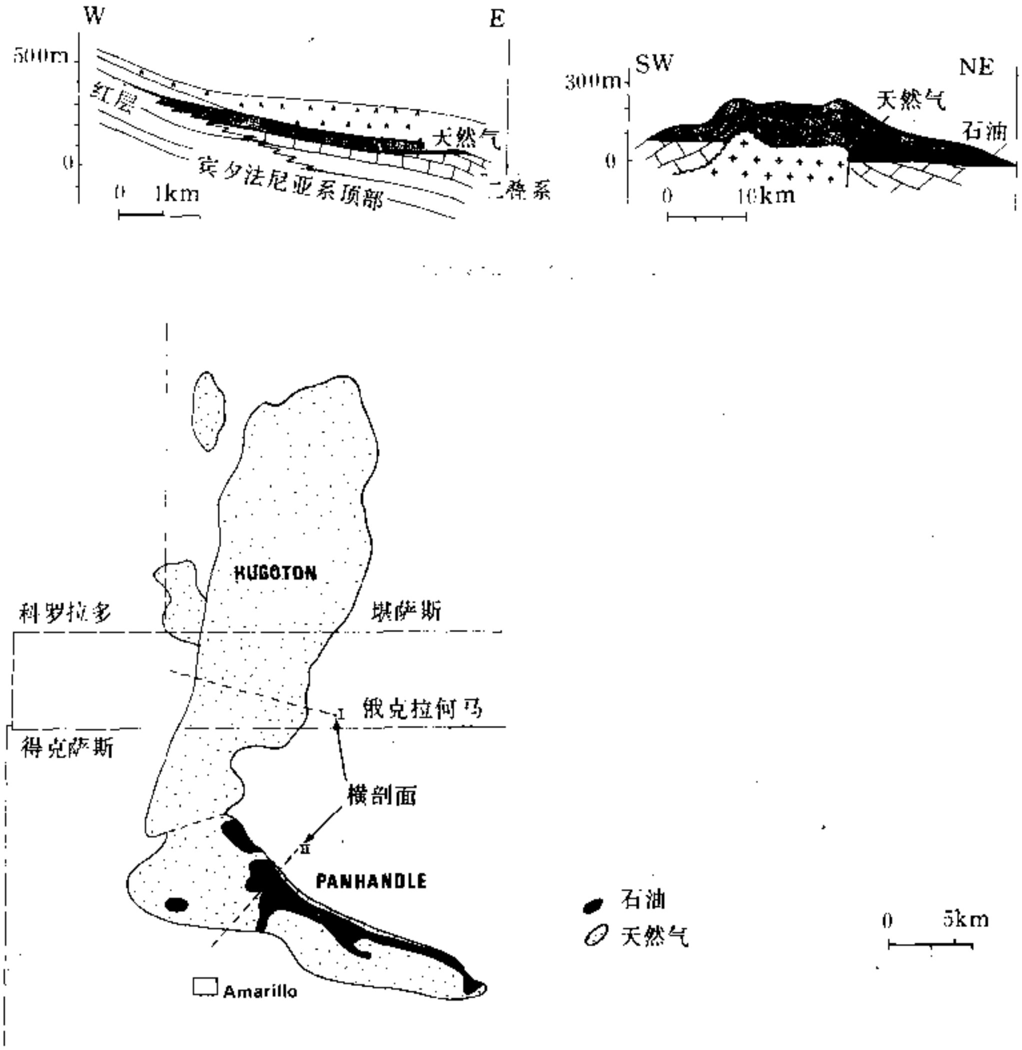


图 191　Panhandle 与 Hugoton 油田图

截至 1977 年 1 月 1 日，累计产量达 180Mt，残余石油可采储量为 14Mt。

Hugoton 气田与 Panhandle 油气田很相似，其主要差别是：前者只有天然气；且在圈闭构成中，地层因素是主要的，北面和西面的上倾闭合是由于碳酸盐岩过渡为红色不渗透层的渗透性尖灭造成。封闭也是由于 Wichita 含硬石膏白云岩形成的，它向西变薄。

水面是倾斜的，坡度从东部的+50m 到西部的+240m，整个距离为 50km。渗透率变化增强了水动力梯度的作用。具体地说，水面差可达 350m，尖灭点附近地下水面突然上升。

这些盆地，尤其是二叠盆地的丰富油气来源于：多层深部烃源岩；处于沉陷凹槽与沙滩接合部位，特别是与巨大的、储集丰富的礁块层的接合部位；区域不整合面夹于层系之间；极好的盖层，特别是蒸发岩呈区域性覆盖，位于地层剖面顶部；相当可观的二叠系沉陷（据 LEVORSEN，1934 和 1956；GALLEY，1958；McNEAL，1965；GATEWOOD，1970；VEST，1970；PIPPIN，1970；ADLER，1971）。

3.4.3 落基山油区

把落基山做为一个油区似乎是人为的，因为它现有的十几个产油盆地都有其各自的特

点。尽管如此，对本区在拉拉米造山运动前的情况也应进行一番考察，该造山运动使巨大的古生界及中生界地台盆地消失了，而代之以独立的山间盆地，其中有些盆地仍含油（图192）。

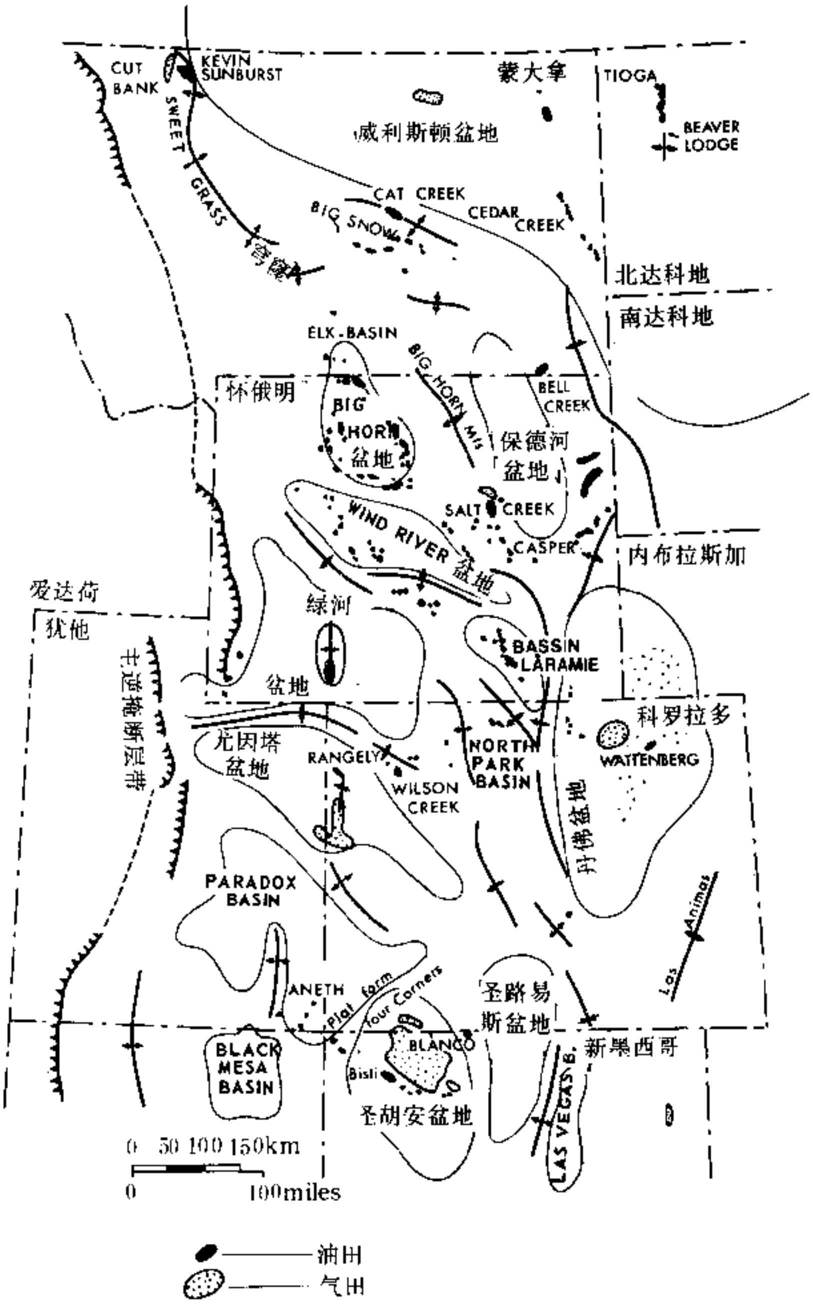


图 192　落基山脉主要油区

古生代盆地的总体轮廓可在北部和加拿大见到，它与伏尔加—乌拉尔盆地是可比拟的。侏罗纪和白垩纪盆地继承了这种早期情况，特别是在它的东部，这种构式在晚白垩世由于受拉拉米造山运动的影响而全部消失，除东部边缘仍保持稳定之外，这个早期地台在古新世被切割成许多深凹陷盆地，后者以一些正向的轴分界。这个漫长而复杂的地质历史正是含油带和含油标志多种多样的原因。

圈闭主要是构造的，有大量多种类型的穹隆和背斜。地层圈闭、礁块结构、尤其是砂体尖灭也很多，特别在稳定区，尤其在西部边缘。

储集层也是多种多样的。但从寒武系到第三系主要为碎屑岩。盖层常为页岩。烃源岩分布在3个地层系统内，它决定了3个主要石油系列。

古生界层系富含黑色页岩，起着源岩的作用，特别是密西西比系和宾夕法尼亚系—二叠系；原油主要为重质的，属环烷基，富含硫。

白垩系页岩层系为海相到半咸水相，产轻质油，富含含硫量低的天然气。最后，始新世沉积为湖相，特别在Green River盆地和尤因塔盆地，含有非常丰富的油页岩层。

主要发现

威利斯顿及Paradox盆地分别在其北部和南部，拥有从古生代地层中产出油气的一大半。更确切地说，前者产出自密西西比系，后者产自宾夕法尼亚系。

威利斯顿盆地在美国的覆盖面积在200000km^{2}以上，在加拿大约为100000km^2。储量占1/3的主要油藏分布在中央地带的Nesson和Cedar Creek背斜轴部，中央地带是下陷更深及保存较好的地区（参见第二篇第2章）。其原始储量约有200Mt，几乎80%在密西西比系中。

Aneth油田位于Paradox盆地（120000km^2）内，是1956年发现的，约有50Mt的储量，大约占盆地已发现储量的一半。圈闭和储集层为一个藻类灰岩和钙屑灰岩的小山，高60m，并被黑色页岩及同一时期的盐层所封闭。黑色页岩可能也是源岩。

继承古生界构造的白垩纪盆地最多。按其在白垩纪时沉积盆地所在的位置，主要可分为三个类型：边缘盆地，一般不对称，其东翼相当于沉积盆地的稳定边缘，如丹佛盆地和保德河盆地；中部盆地，盆地经受拉拉米造山运动的改造，如Big Horn，Wind River，圣胡安等盆地；西部盆地，以落基山大逆掩断层为界，如Green River和尤因塔盆地。

保德河盆地（100000km^2）地跨怀俄明和蒙大拿，其西南部集中已发现油气的3/4，这里下沉比较深和褶皱比较明显。Salt Creek“巨型”油田就在此处，1889年发现，是背斜圈闭的一个突出例子，其闭合度为500m，产层为密西西比系、宾夕法尼亚系、侏罗系及白垩系，三角洲和滨外沙坝建造的砂体叠置在构造上。这个油藏的产量已超过80Mt，可采储量估计有98Mt。Bell Creek油田（1967）位于盆地东部边界的稳定边缘上，为白垩系地层圈闭（参见第二篇第4章）。

丹佛盆地（150000km^2）主要形成于稳定边缘，属大小适中的地层油藏。累计储量为100Mt，分布在200多个油藏内，其中最大的是Adena油田（储量为10Mt）和Wattenberg气田（36Gm^3）。

Big Horn盆地的覆盖面积达30000km^2，轻微不对称，储量略多于350Mt，其中有一半集中在5个油田，分布在从志留系到白垩系的储集层中，尤以宾夕法尼亚系为最好。最大的油田是Eik盆地（1915）75Mt。

Wind River盆地面积为22000km^2，拉拉米造山运动后的沉积层系厚度在3000m以上；约有200Mt分布在大约一百个油田之中。

Green River盆地位于怀俄明州的西南，面积约达25000km^2，产层也是从寒武系到始新统。主要油田为Lost Soldier（1916）和Wertz（1920），储量分别为29Mt和15Mt。盆地的累计发现估计约为70Mt，其始新统油页岩的资源量是十分可观的。

尤因塔盆地地跨犹他州和科罗拉多州，面积为40000km^2，与Green River盆地非常相

似，特别是它们的油页岩资源。

东部边缘有 Rangely 油田，是落基山最大的油田，发现于 1902 年，是一个显著的背斜，闭合面积为 260km²，闭合高度 750m，原始储量为 110Mt。

圣胡安盆地，覆盖面积有 50000km²，产油层为海底沙丘型的上白垩统砂体（Bisti 油田），在盆地深部含天然气，气体的被捕获与水压力或毛细管压力有关（Blanco 油田，1927），天然气储量为 300Gm³（参见第二篇第 4 章）。

结　论

落基山盆地群，覆盖面积约 1.5Mkm²，约有常规石油 1.5Gt 和天然气 1300Gm³，它们分布在 800 个油藏中。此外，约有 300Gt 的页岩油，属 Green River 湖相建造。极丰富的油气资源集中在始新世古湖沉积中。说明它具有许多特殊的沉积特性，这些特性的结合才形成了极大的油气聚集。

这些盆地群中中等的单位面积储量（约为 1000t／km²）却反映了地质条件中等并多变。古生代和中生代地台盆地并没有提供特别有利的沉积条件。使早先存在的聚集再发生运动的拉拉米造山作用一定是促使大规模垂向运移的原因之一。最终能够满足有机质堆积及转化为自由烃最佳条件的正是这些“小”的和下沉的第三纪盆地（据 DAVIES，1934；PYE，1957；HAUN 和 KENT，1965；HAUN 等，1969；LYTH，1971；CURRY，1971；MALLORY，1972）。

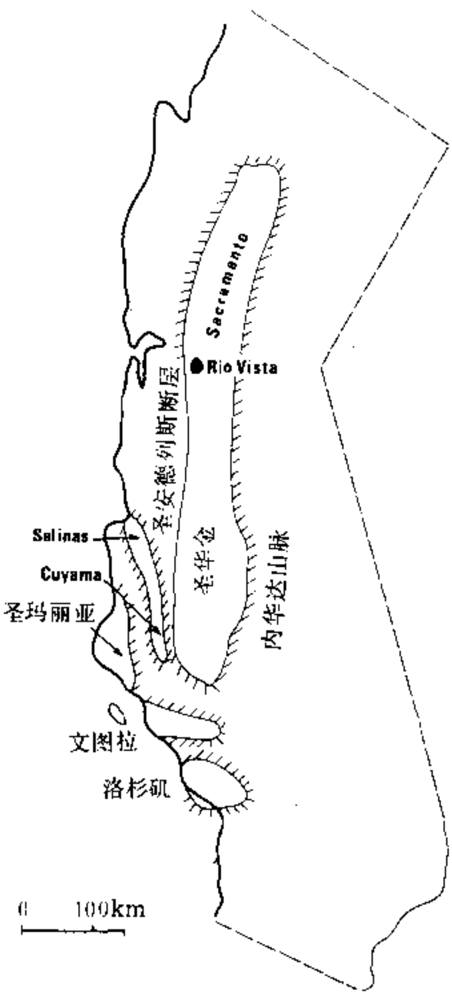


图 193　加利福尼亚油区图

3.4.4 加利福尼亚油区

加利福尼亚油区系由早白垩世和第三纪山间盆地组成，大致平行于太平洋沿岸，沿北西—南东向剪切大断层展布，并被横向山脉分隔开。这些盆地有一些共同的特性。除 Sacramento 盆地外，在 Grande Vallée 的西南部，始新统和白垩系主要产气，它们是由上第三系厚层砂–页岩系组成，常为深水相，它们常与不整合、褶皱和断裂相切，但含油特别丰富（图 193）。

这个不稳定区的地质历史复杂而多变。在形成石油底层的弗朗西斯层系之上，大体可以区分出下列层系：上白垩统砂岩–泥灰岩，局部较厚（7500m 以上），沉积在一个早期岛弧周围的槽地中；始新统，拉拉米造山运动主要期之后不整合，相当于一个沉积主旋回；渐新世，一个新的造山期之后的海退旋回，主要为陆相沉积；在窄而深的盆地中非常发育的中新统，有强烈的火山活动；不整合的上新统，主要为砂–页岩，在太平洋

开阔盆地内很厚；更新统，也代表了大地构造的不稳定性。

一大半的气体储量在上白垩统及始新统，95%的石油是在上第三系，它们在中新统和上新统中各占一半。

这一被高度勘探的面积约有 60000km^2，陆上约含有 3Gt 石油和 900Gm^3 的气，海上有 440Mt 的油和 100Gm^3 的气，它的分布在 300 个以上的油田中，包括 12 个巨型油田（图 193）。

这些发现分别在：Sacramento 盆地，约有 200Gm^3 的天然气；圣华金盆地，1.5Gt 的石油和 300Gm^3 的天然气；洛杉矶盆地，1.2Gt 石油，200Gm^3 天然气；文图拉—圣·巴巴拉盆地，500Mt 的石油；圣·玛丽亚盆地，100Mt 石油；Salinas　Cuyama 盆地，85Mt 石油。

下面讨论的是 Grande　Vallée 盆地（Sacramento 和圣华金），洛杉矶盆地前已有所叙述；这两个油区占加利福尼亚石油的 80%。

Sacramento 盆地

这个早白垩世—第三纪油区的面积为 30000km^2；砂-页岩沉积系很厚，最深部位可达 15000m 以上，其中一半是白垩系。

储集层主要为均匀连续的始新统砂岩和上白垩统透镜体砂岩，相当于三角洲和河流沉积；岩石物性好，孔隙度 25～35%，渗透率为 1μm^2。

本区主要产气；天然气中含氮（特别在东部）和 CO_2。这些天然气生成于白垩系最上部碳质黑色页岩，其含有不足 1%的腐殖有机质，所受的地温为 140～200℃以上。

始新统储集层的圈闭为背斜和断块，盆地边缘的圈闭为尖灭和不整合，尤其在白垩系砂内更是如此。

油区的 100 个气田拥有 200Gm^3 以上的天然气。主要气田为 Rio　Vista（1936），为断层穹隆，闭合面积 90km^2，在 1100～1600m 处的产层为始新统—古新统的 6 个砂岩层。估计原始储量有 100Gm^3（据 MORRISON 等，1971；ZIEGLAR 和 SPOTTS，1978）。

圣华金盆地

盆地位于 Grande　Villée 盆地南部，覆盖面积达 40000km^2。如前所说，它属狭长山间盆地型，外形上呈现为明显不对称，其较陡的西翼位于圣安德列斯断层一侧。盆地的下沉中心不断向南转移，这里的沉积岩系厚达 7000m 以上，主要为上第三系（图 194）。

为数众多且厚度很大的砂岩储集层有好的物性。不考虑年代，孔隙度在埋藏前为 35～40%；随深度每 1000m 减少 4.6～5.6%。渗透率高达几个达西。

与许多碎屑岩储集层一样，孔隙度-渗透率的关系很密切，则当孔隙度值被系数 0.6 去除，即由 18%减至 11%时，则渗透率的变化系数为 10（例如，从 10 变化到 $1\times10^{-3}\mu m^2$）。

源岩是 Monterrey 页岩（上中新统），为含硅藻页岩和泥灰岩，含腐泥型有机质 5%。自早上新世开始的五百多万年中，地层埋深超过 4000m，温度达 120℃以上（参见第二篇第 2 章）（图 30）。

这些储集层被页岩覆盖并严密封闭；盆地边缘常可见到油气苗。由于沥青的封塞而形成几个圈闭。

圈闭数量和种类都多。背斜明显，呈雁行排列，几乎占油藏的一半。断层圈闭约为 20%，地层圈闭的形式主要是海进上超，几乎占聚集的 1/3。

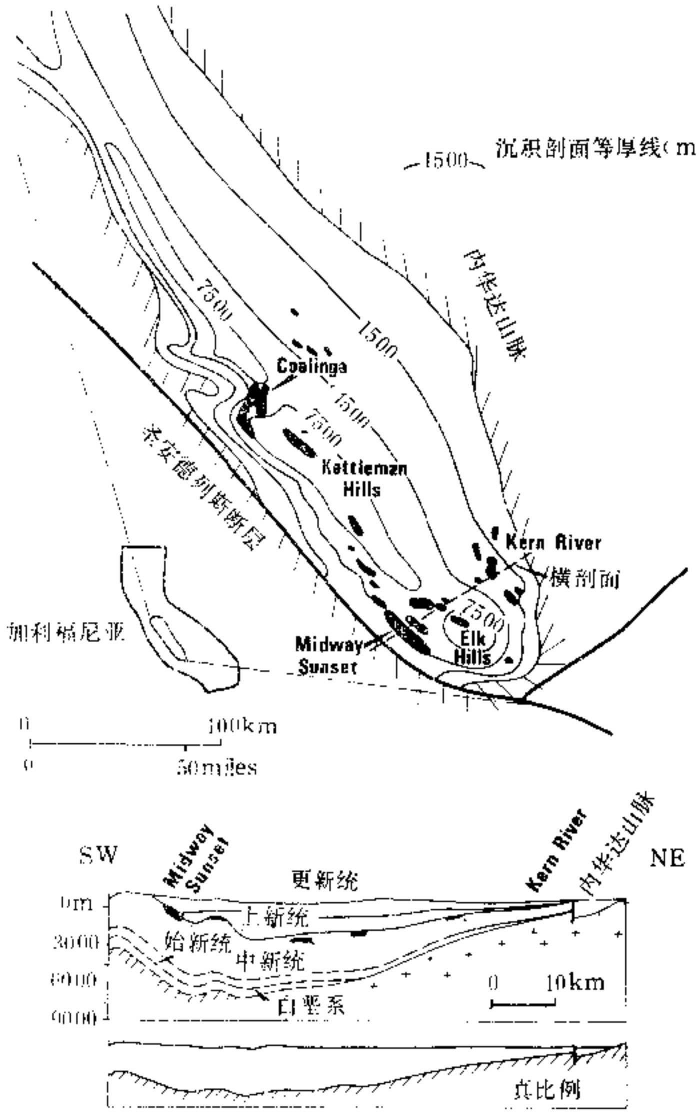


图 194 圣华金盆地分布图和横剖面（据 SIMONSON，1958；KILKENY，1971）

主要发现

在这个盆地里已发现了约 1.5Gt 的石油和 300Gm^3 的天然气，它们分布于 130 个油田之中，其中包括 7 个大油气田（6 个油田，1 个气田）。

在西缘的主要油田是：Midway Sunset（1894），圈闭为不整合之下的背斜和在盆地边缘附近的尖灭，面积 140km^2，在深 200～1600m 有 22 个产层，产出原油比重为 1～0.86（10～32° API），原始储量 295Mt（图 109）；Eik Hills（1919），断层背斜，含有原油 200Mt；Coalinga，于 1887 年在北部发现的第一个油田，第三系不太厚，圈闭由背斜和在盆地隆起处有上超尖灭构成，这两个生产油藏为中新统，估计储量为 190Mt（已产出 180Mt）；Kettleman Hills（1928），为渐新统和中新统砂岩产气背斜，储量 100Gm^3。

东部边缘的最大油田为 Kern River（1899），产层是上新统侏罗系下部的地层尖灭砂岩，估计储量为 175Mt。

加利福尼亚盆地之所以油气丰富是由于它具山间盆地的地质特征，特别是由于：剪切构

造力产生了封闭很好、雁行排列的褶皱；挽近强烈的沉陷作用堆积了厚沉积岩系，夹有许多海进和海退层序；有效源岩的广泛沉积以及高地温梯度；由高比例的砂组成的物性极好的储集层（据 SIMONSON，1958；CALLAWAY，1971；ZIEGLAR 和 SPOTTS，1978）。

3.5 墨西哥湾油区

本油区跨越美国与墨西哥，跨越墨西哥沿岸中—新生界砂—页岩广布地区（西部终止于 Rio Bravo 之外）与很富饶的墨西哥白垩系碳酸盐岩油区，特别是 Faja de Oro、Reforma 和 Campeche 海湾区，它们与墨西哥沿岸东部密苏里、亚拉巴马和佛罗里达附近地区有些相似（图 195）。

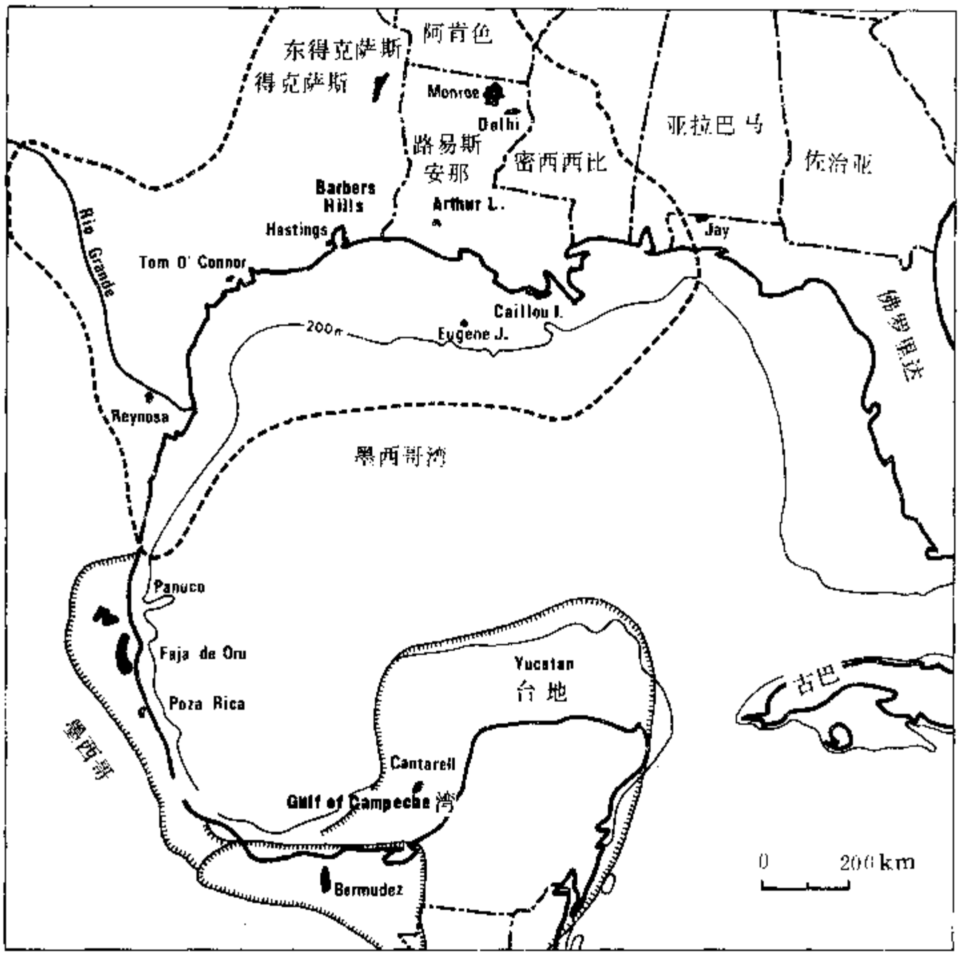


图 195　墨西哥湾主要油区分布图

3.5.1 湾岸油区

本油区相当于巨大的中生代和新生代被动边缘沉积盆地，它向墨西哥湾现代盆地开口，覆盖面积在陆地约有 600000km²，在大陆架约有 300000km²。

地质判据

沉积岩系始终向海湾方向下倾变厚，在其外缘厚 15km 以上。依据边缘的海进稳定程

度，可分出两个主要亚区：内区，在北部和西北部，属侏罗—白垩纪，可与地台区相对比，其特点是均匀连续相，相当于大的海进和海退，构造上表现为穹隆与宽的坳陷相间；外区，相当于冲积平原和大陆架，有厚的白垩纪—新生代近海沉积。

这些单元有许多沉积旋回交替出现，通常为海退旋回，分布有规则的湖泊、滨岸、浅海和深海相，它们规定了油藏分布的格局。

厚的砂-页岩系被同沉积断层切割，并被深部盐丘刺穿。一般地温梯度为 25℃／km，稍低于平均值。

石油判据

内区的圈闭主要由巨大的穹隆及大面积的尖灭带构成，在这里发现许多巨型油田，如东得克萨斯和 Monroe。在沿岸带的圈闭均为构造类型的，数量多，规模中等，主要为盐丘、生长断层和滚动背斜。

盐丘使圈闭变化多样，从简单的鼓丘（在北部使 Smackover 发生起伏）到沿岸区高 8～10km 的细长柱体。

在内区，深部圆丘使背斜穹隆产生或多或少的断裂，这里常有大油田存在，如 Hastings（120Mt，图 91）、Conroe（120Mt）和 Webster（85Mt）等油田。

与其伴生的滚动背斜和生长断层形成了大量的不同类型的油藏，它们的闭合体积虽小，但产层多。所以，有些油田储量仍很大，例如 Seeligson（110Mt）、Tom O′Connor（125Mt、图 80）以及 Lake Arthur（75Mt、图 81 和 111）等油田。

从 SPILLERS（1965）对南路易斯安那早期统计资料表明，沿岸带储量和油田在各类圈闭中的分布如下：盐丘圈闭，占石油储量的 62%和油田总数的 18%；无断裂的背斜和穹隆，分别各占 19%和 21%（天然气储量为 47%）；断层背斜（滚动断层），12%和 20%；断层圈闭，6%和 31%；地层圈闭，储量小于 1%，占油田总数的 5%（PERRODON，1966）。

聚集发现于断层的上盘和下盘。

储集层主要是砂岩，相当于河道砂、滨海砂及滨外坝。油藏常分布在砂的比例占岩系的 30～50%处。在路易斯安那州上中新统中，三角洲平原相的产层产石油，三角洲前缘相的产层产天然气。

页岩盖层常相当于海进相。源岩是夹在砂岩中的页岩；欠压实地层也可以在烃生成过程中起重要作用。已经观察到大多数产层位于欠压实泥岩的顶部，在 120℃等温线附近，在三角洲南部。最大的油藏集中在热异常带。石油常见于滨海相中，而天然气则见于深部的含泥质更多的浅海环境，常常是下陷更深处。更新统中的烃证明是快速生成的，或许大部分是由生物活动所产生的（RICE 和 CLAYPOOL，1981）。

原油一般是轻质的，属石腊基，含硫低；天然气丰富。石油可分为下列两个主要系列：其一，70%为石蜡烃，20%是环烷烃，10%为芳香烃，中生界储集层的油或多或少具此特征；另外，新生界产出的石油平均 43%是石蜡烃，45%是环烷烃，12%是芳香烃。

下列几点是确定无疑的：石蜡基原油，富含石蜡，它们与三角洲环境有关；原油中富含芳香类化合物，相当于三角洲间环境；中生界的高硫原油属于非三角洲相（WALTERS 等，1979）。

压力通常比静水压力稍高；产层压力一般低于含水层压力，特别在断层圈闭中。深处为高压。

主要"走向"和发现

在湾岸地区已发现的6.4Gt石油和10Tm³天然气，分布在2500个油藏中，陆地上平均每平方公里为9000t石油和13Mm³天然气。

大部分烃，或者3Gt以上的石油发现于中生界油区，特别是东得克萨斯（840Mt，图105）、Hastings、Conroe等巨型油田，Monroe（200Gm³）和Cartage（170Gm³）巨型气田。

沿岸地区有一系列紧密联系的三角洲，油田的分布则与砂体的古地理环境相一致。

Cotton Valley"走向带"（侏罗系最上部）拥有总储量约75Mt的上百个油田，分布在大陆地台的沙坝中。

呈线性排列的Comanche和Coahuila（下白垩统）拥有230Mt石油及300Gm³天然气于300个油（气）藏中。

540个油田在沿古老滨线呈线性排列的Wileox层（下始新统）中，累计产油量接近200Mt。

Yegua层（中始新统），分布于大型三角洲单元格架中，包括700个油田，累计产量约达220Mt。

Frio带（下中新统）在1100km×60km范围内，散布有略多于200个的油气聚集。

上中新统拥有总储量3Tm³的500个油气藏；上新统—更新统约有60个油气田，最大的是Eugene Island 330，具有45Mt石油和26Gm³天然气（Holland等，1980）。

总的说来，此沿岸地带的油气分布特别分散，平均每个油气田只有2～3Mt石油和3～4Gm³天然气。然而，由于本区勘探程度极高，本区油气资源特别丰富。资源丰富是因为：快速沉降；类似于叠瓦状产出的砂岩和砂的百分含量较高的页岩，在最富集地区约占30～50%；在沉积层序底部，海进页岩重覆出现，不仅起了封闭作用而且还可能是源岩；大量的复杂的构造圈闭，即使在沉积过程中尚未形成，但已初具雏形（据GRIMES，1970；MEYERHOFF等，1968；MILLS，1970；MYERS，1968；SPILLERS，1965；STANLEY，1970；TIPSWORD等，1970）。

3.5.2 墨西哥碳酸盐岩油区

墨西哥是一个古老的产油国，近来又发现了新的高产油气田。油气来自（图196）：第三系砂—页岩系，分布于东北部，属于湾岸盆地的延伸部分，墨西哥湾边缘的Chicontepec和Macuspana前渊也有分布；主要是白垩系的，局部为侏罗系和古新统的碳酸盐岩系，从Tampico到岸外Yucatan大体与海岸平行（已在这里进行过测试）。

近来在下列层系中有新发现：北部中心Coahuila区（Sabinas盆地）褶皱的上侏罗统砂岩和下白垩统白云岩产天然气；在下加利福尼亚的白垩系—第三系岩系。

墨西哥自1900年开始生产，现在累计产量约达900Mt，探明储量为8Gt石油和2200Gm³天然气，估计远景储量约有30Gt。

碳酸盐岩区可分为下列5个带：北部的3个带（Ebano Panuco，Faja de Oro及Poza Rica）组成Tampico油区；南部有2个新带（Reforma和Campêche湾）。

3.5.2.1 Tampico区

本区覆盖面积约有100000km²，为中生代盆地，这里的白垩系中部有几个区域高，控制着油藏的分布。在西北部，于埋藏的Tamaulipas岩系中，沉积有致密的微晶灰岩（Tamaulipas相），并夹有沥青质层，褶皱伴有断裂。Ebano–Panuco油区的原始储量约为

140～180Mt，分散在150个油田中（图196）。

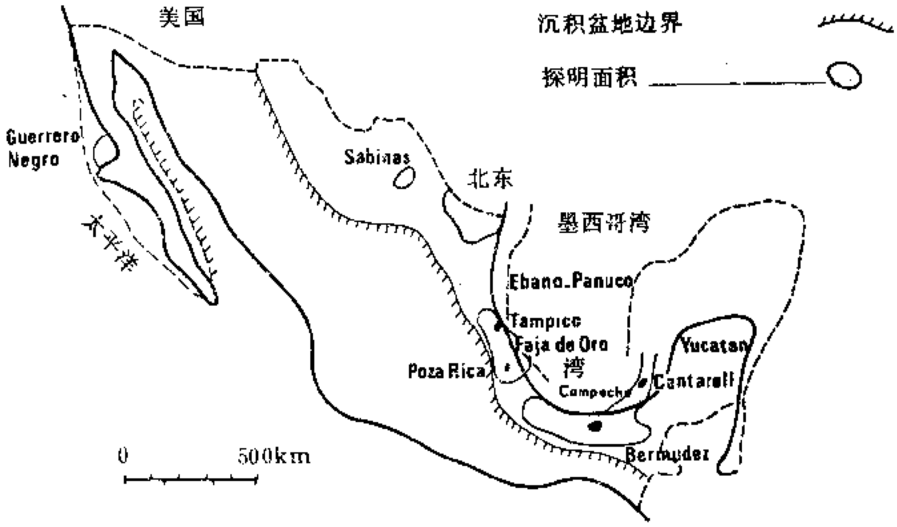


图196 墨西哥油区分布图

在浅滩（Tuxpan）周缘，石灰岩明显变厚，有厚壳蛤生物相，这使人想起现在的巴哈马。这就是El Abra相及Faja de Oro区。浅滩层系沿岸呈弧形展布，从一个200km长的椭圆形封闭了该外带，并形成原始储量估计约250Mt的一系列油藏（图197）。在本带的边缘向西展布有厚壳蛤灰岩和藻生物碎屑灰岩，并有礁粘结，被命名为"Tamabra相"。

第二个障壁岛形成了Poza Rica走向带，它拥有本区最大的油田，储量略多于400Mt。

在Tampico区，特别在Constitutiones（23Mt）及附近Arenque（约100Mt）油田的侏罗系碎屑灰岩中也发现了石油。这些油田常常连在一起。此外，在Poza Rica附近的San Andres也发现了石油。

Faja de Oro区

本带相当于浅水台地，于早及中白垩世沉陷，在此过程中沉积了厚达1000m以上的小粟虫灰岩和厚壳蛤灰岩。这些层系在晚白垩世时被侵蚀；而岩溶化石灰岩在始新世到渐新世期间仅被海相页岩覆盖，接着，于晚第三纪即被掩埋（图198）。

储集层特性非常好（平均孔隙度35%，渗透率很高，日产量在38000t以上），这是由于沉积作用、蚀变作用和破裂作用等方面条件形成的。它们的深度从北部的400m到南部的2400m。

上白垩统到渐新统几百米厚的页岩提供了封闭条件。

原油属中间基（型），比重较高（0.98至0.87，13～30°API），富含硫（3～4%）。

经垂向运移，石油来自上侏罗统黑色页岩。地温梯度高（65℃／km）。油苗多（叫做Chapopoteras）而量大。

宽0.3～7km之狭窄地带的地形高点形成了圈闭，并以长达200km以上的弧形延续，属构造成因，被侵蚀作用改造。平缓地向东倾斜（1°～5°），向西较陡，可达45°。高点的闭合度平均约有100m，在Cerro Azul可达250m。产油面积从1到$18km^2$。

Faja de Oro的原始储量估计约有250Mt的石油，其中220Mt已被采出。

陆上共有油田 50 个以上，海上有 12 个。在南部或 Nueva Faja de Oro，主要的油藏是在陆上的：Santa Agueda，约占累计产量的一半；东南部的 Ezechiel Ordonez，产量占总产量的 1/4；Acuatempa–Mozutla 以及在北边的老 Faja 的中、Cerro Azul，45Mt，Los Naranjos，45Mt。

海上已发现 12 个油田，类型相似，形成对称的隆起。最大油田是 Atum，储量约有 55Mt。

Poza Rica 带

Poza Rica"走向"（带）（最大油田的名字），平行延伸于 Faja de Oro 之西部（图 199）。

储集层由 Tamabra 石灰岩组成，在约 2000m 深处平均厚度达 260m。该层系包括砂屑的、生物碎屑的和厚壳蛤石灰岩，或多或少白云岩化并有断裂。孔隙度 8～25%，渗透度 5～1000×$10^{-3}\mu m^2$。井的初始日产量为 120t。

由上白垩统泥灰岩及碳酸盐岩层提供了封闭条件，厚度 200m，或更多。

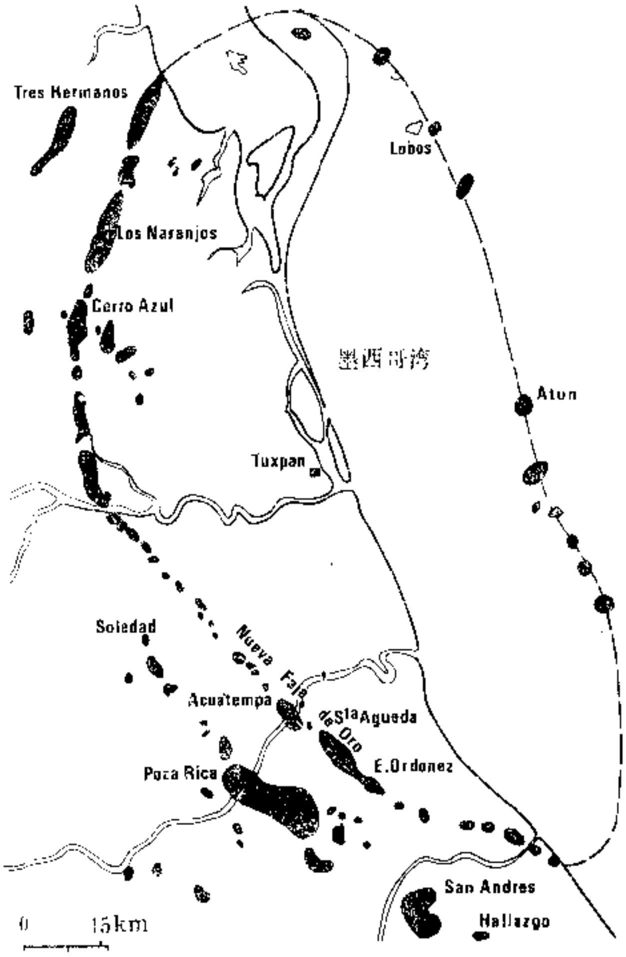


图 197 Faja de Oro 及 Poza Rica 带（墨西哥）油田分布图（据 COOGAN 等，1972）

中间型原油平均比重为 0.93～0.87（21～31°API）。波特兰阶黑色页岩和石灰岩普遍含有沥青，表明是源岩。

圈闭属混合型，如 Poza Rica，其封闭是由于沿倾斜向上过渡为致密石灰岩而形成的。

这个主要油田——Poza Rica 是于 1930～1933 年发现的，估计储量在 300Mt。

整个这个带含有可采石油约 430Mt，主要分布在 12 个油田中。除 Poza Rica 外，主要油田还有 San Andres–Hallazgo（1957），有 70Mt，为地层圈闭；Tres Hermanos（1959），为 20Mt。

3.5.2.2 坎佩切湾–Reforma 油区

第二个碳酸盐岩（油）区位于墨西哥湾南部，它与前者十分类似；它分为下列两个亚区：陆上的 Reforma 带；大陆架上的第二个带是距 Yucatan 半岛较远的坎佩切湾（图 199）。

陆上带位于塔巴斯科州和恰帕斯州境内，毗邻 Villahermosa。它呈现为一个局部隆起，将中新世盆地分为两半（西部为地峡，东部为 Macuspana），已开采了近百年（原始储量约

170Mt 和 215Gm³，分布在大约 40 个油藏内）(ALEVEDO, 1980)。

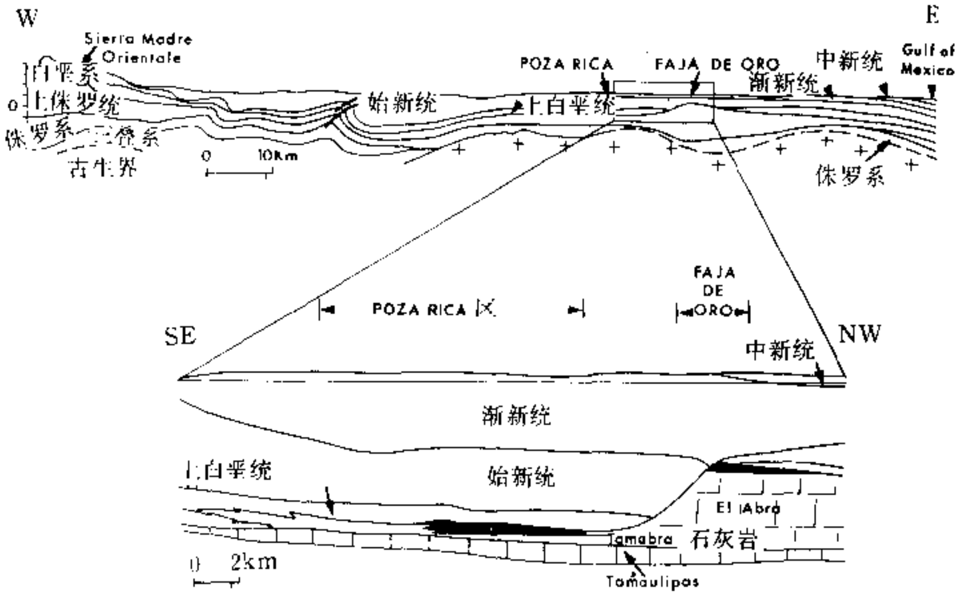


图 198 穿过 Tampico 区的剖面（据 LOPEZ RAMOS, 1959）

在 Yucatan 隆起边缘的中白垩统海区为岩相变换的褶皱区。

著名的地层岩系下部为侏罗纪盐岩沉积（形成许多盐丘）和黑色泥灰岩和石灰岩（可能是主要的源岩）。上覆厚碳酸盐岩岩系，从卡洛阶延伸至森诺曼阶，在这三大类型岩相之下部含有 Tampico 区的下列岩系：陆坡和外陆架下部间湾带，为深水细粒石灰岩，夹黑色泥灰岩，可与 Tamaulipas 相对比；后者的南部和东部，岸边堆积了碎屑碳酸盐岩和碎屑灰岩以及礁相，白云岩化普遍，是主要储集层，毗邻 Tamabra；再向东部及南部，在 Yucatan 半岛，为浅水及泻湖相灰岩，夹压实的石灰岩和硬石膏，与 El Abra 相类似。

上白垩统由深水石灰岩、浊积石灰岩、泥灰岩和泥岩组成。

大陆架上的古新统为浅水碳酸盐岩，陆上则为致密石灰岩和硬石膏。古新统顶部深灰色泥灰岩为盖层。

厚的砂-页岩系代表了其它新生界，在岸外带有不少是石灰质沉积，厚达 3000 到 3500m。

森诺曼阶与上白垩统、古新统及始新统为不整合接触。

储集层由中、上白垩统厚的以生物碎屑灰岩和砂屑灰岩为主的碳酸盐岩层系组成，普遍发生白云岩化、断裂和喀斯特作用。平均厚度为 500m，可厚达 1000m 以上。古新统石灰岩在岸外带也产油气。Reforma 剖面的储集层单元，在深 4000～5000m 处，厚为 200～300m；在岸外则为 3000m。储集层性质是非常好的，渗透率在 7 达西以上，平均产油 1000～1200t／d，最高达 4500t／d（STEWART-GORDON, 1981)。

几千米厚的第三系为盖层。

石油生成于深部侏罗系源岩，经垂直运移或者从白垩系页岩相侧向运移。

Reforma 带产出比重为 0.86～0.82（33～40° API）、高含硫（1.7%）的轻质原油。岸

外带产 0.93～0.94（19～20° API）、高含硫（3%）之重质油。气油比陆上较高，为 365m³／t，岸外较低；油藏温度为 120℃。

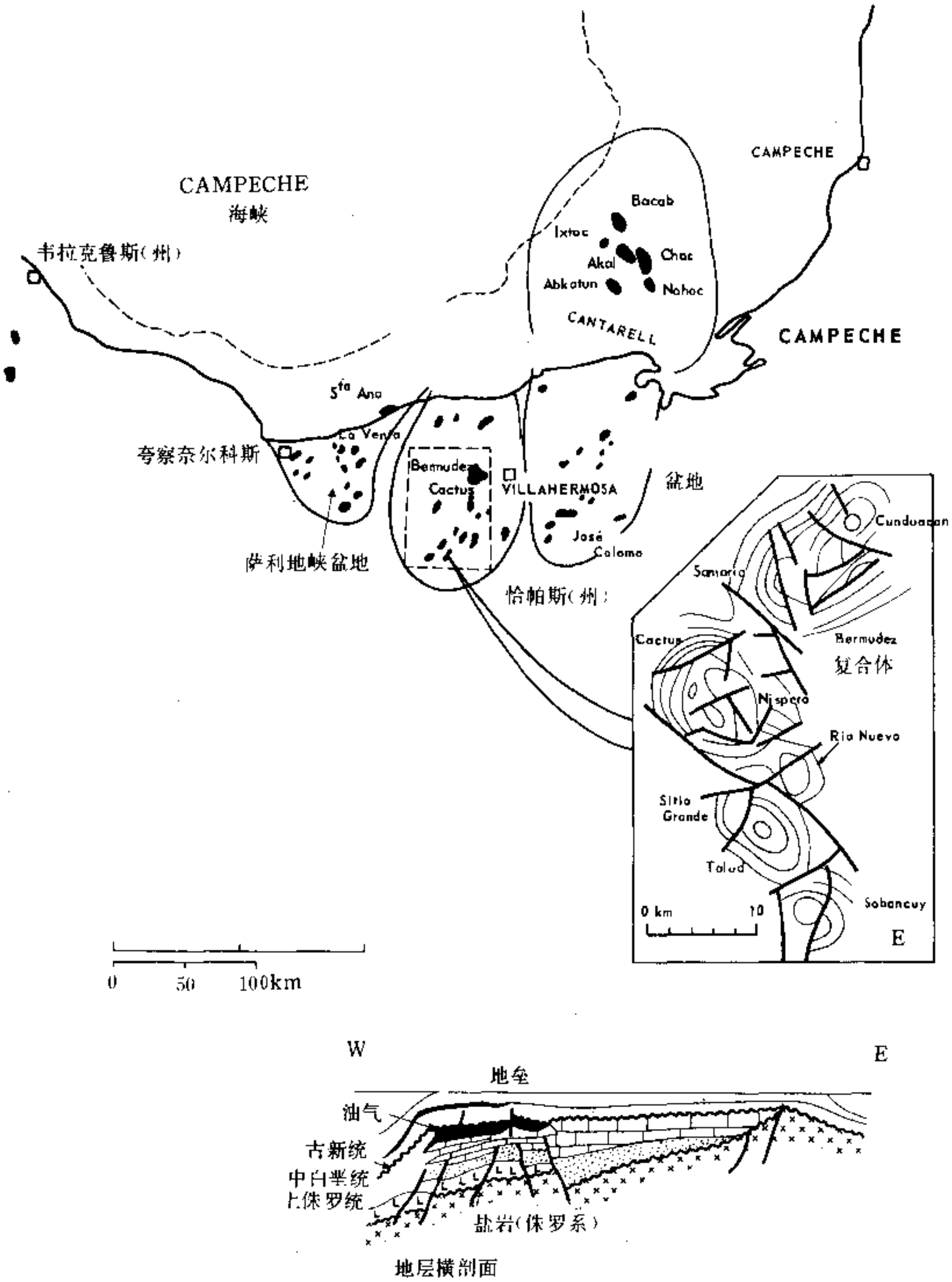


图 199　墨西哥南区油田分布图（据 MEYERHOFF，1980；MENESES　DE　GYRES 等，1980）

圈闭属混合型：部分为构造圈闭，伴有盐构造、拉拉米造山期的地垒，与原先的地层圈

闭结合，主要与礁的发育有关。倾角低，并有大量正断层。

要对一个地区进行快速开发油气是不可能的。但快速开发可能性随新探井的增加而不断发生变化。毫无疑问，这些地区储量迅速上升。早在1984年估计储量约有7Gt，它们分布在少数几个巨型油田内，油藏中的聚集量与原先估计不同。

拥有面积达150km^{2}的Bermudez巨型油田在Reforma带（有许多油田，诸如Sameria，1973、Cunduacan、Iride），估计储量为600Mt。在其它油田中，诸如Sitio Grande（1972），Cactus和Agave，含有储量约有100Mt。

坎佩切湾的Chac（1975）、Akal、Bacab和Abkatun组成了Cantarell巨型油田，面积200km^2，产能80Mt／a，储量2.8Gt。海湾总储量约4Gt。

坦皮科—坎佩切碳酸盐岩区至今约累积发现了5Gt的石油，其潜力是相当大的，油气主要聚集在中白垩统几个礁块型碳酸盐岩中，好的储集层特性是由于有利的沉积条件、喀斯特作用以及断裂作用造成的。圈闭似乎是与次礁块沉积条件和晚白垩世的垂向运移这两个因素有关。石油可能生于侏罗系黑色泥灰岩和石灰岩中，相当于在蒸发期后不久的第一次海侵；油气运移是在新生代大规模沉陷期完成的（据CERVERA，1967；VINIEGRA等，1970；COOGAN等，1972；BISHOP，1980；MEYERHOFF，1980；MENES DE GYVES等，1980；ALEVEDO，1980；VINIEGRA，1981）。

3.6 委内瑞拉区

委内瑞拉位于地槽和山脉复合带的延伸处，也是科迪勒拉山系的东北支脉，其南为圭亚那地盾，从南到北可分为以下主要单元（图200）：大型前渊盆地，是次安第斯大盆地的延伸，它包括了El Baul的两侧，西至Barinas Apure盆地，东到Orénoque或Oriental盆地，及其延伸部分直到Trinité；在冒地槽北翼边缘，有具地槽特性并向南逆掩的梅里达山脉和加勒比的安第斯；梅里达山西北部，有山间型Falcon盆地和马拉开波盆地，西北以很新的Sierra Perijo组为界。

从石油的观点来看，可分成东南的Orenoque-Trinité及西北的马拉开波盆地两个主要地区；分布在近300个油田中的总产量为8Gt（Trinité为0.2Gt）。

3.6.1 Orénoque-Trinité 区

这一盆地是面积为120000km^{2}的典型冒地槽盆地，盆地内充填了白垩纪—新生代沉积，向东地层变新。

南部是地台区，它覆于圭亚那地盾之上，北部为沉陷凹槽，处于向南逆掩的安第斯—加勒比带边缘，这两个单元为断层枢纽带连接，“枢纽带”对石油的圈闭起主要作用，特别是在“中高带”。盆地与加勒比—科迪勒拉的演化受南部地台区海侵及海退的影响，它对油气圈闭起控制作用。白垩系多属地台型沉积，第三系为滨海相；北部凹槽区厚近10000m，朝地盾方向尖灭。

砂岩储集层从始新统到上中新统均有分布。在Oficina带，最大的渐新统和下中新统砂，在海侵岩系中常为河道砂，在地层中约占30%；其物性中等，平均孔隙度为20～25%，渗透率300～1000×10$^{-3}\mu m^2$，平均厚约10m。井的日产量从40到400t。

在北翼，中新统砂相当于浊积的，在此区则为第二沉积旋回。

盖层为10m厚页岩。

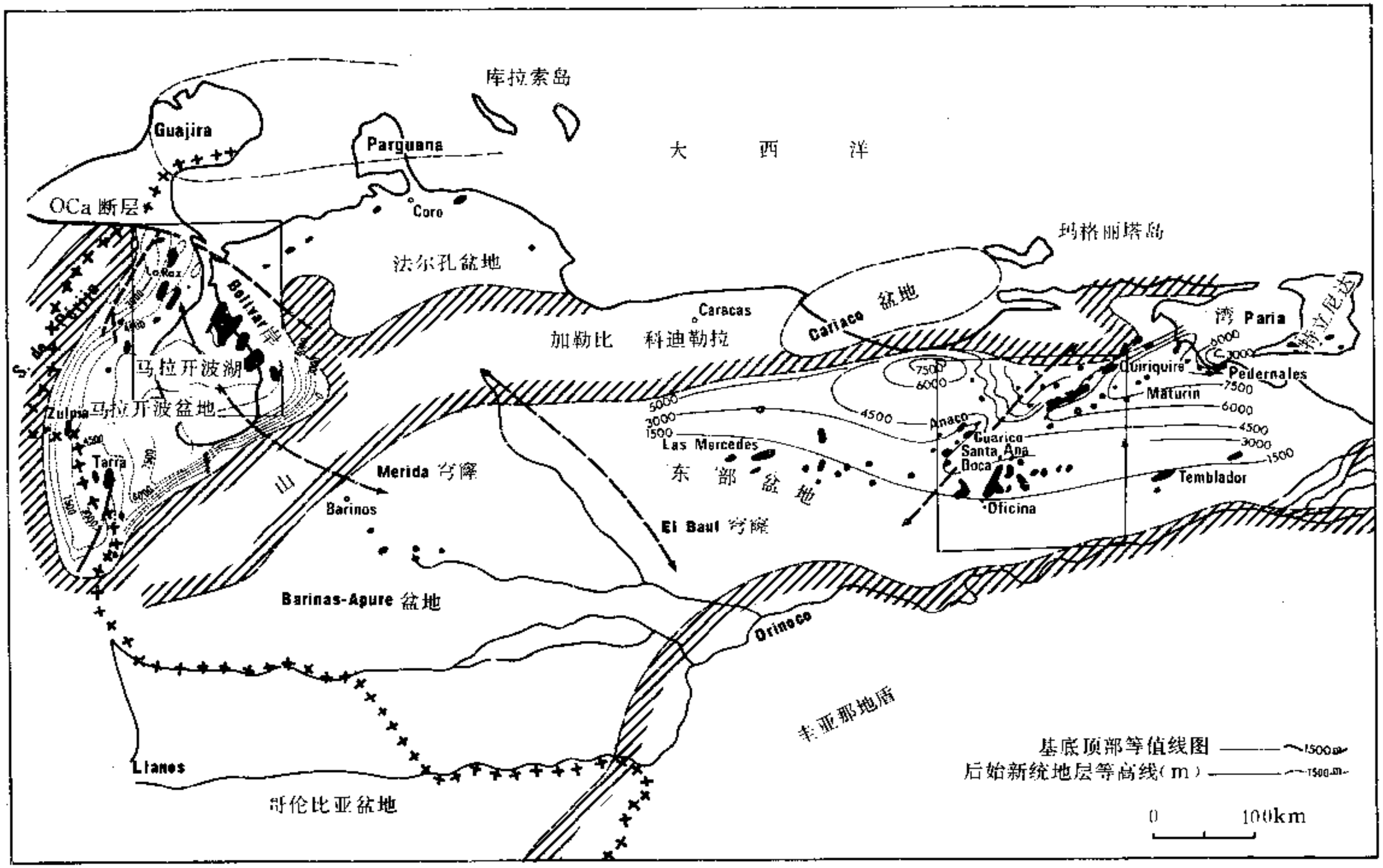


图 200 委内瑞拉和 Trinité 沉积盆地分布图

烃，主要是流体烃，生于渐新统海相和微咸水页岩中，它与储集层（或更深层）呈互层。Oficina 带的地热梯度为 36℃ / km。

环烷烃原油一般富含石蜡；其密度变化范围大，常为高值，特别是在接近露头处。含硫量可达 1～2%。

圈闭多为断层的、或混合型的：与盆地边缘相平行的断层、斜向断层、尖灭或"鼻状"的结合（图 201 和 92）。北翼形成背斜油藏，中新统中不整合尖灭油藏（Maturin 带），超覆油藏（Quiriquire），由于沥青塞而形成渗透性障壁油藏，此带在快速风化过程中，分布许多大油苗。这些最出名的油苗之一为超覆在白垩系上的中—渐新统砂尖灭处的 Guanoco 焦油湖。

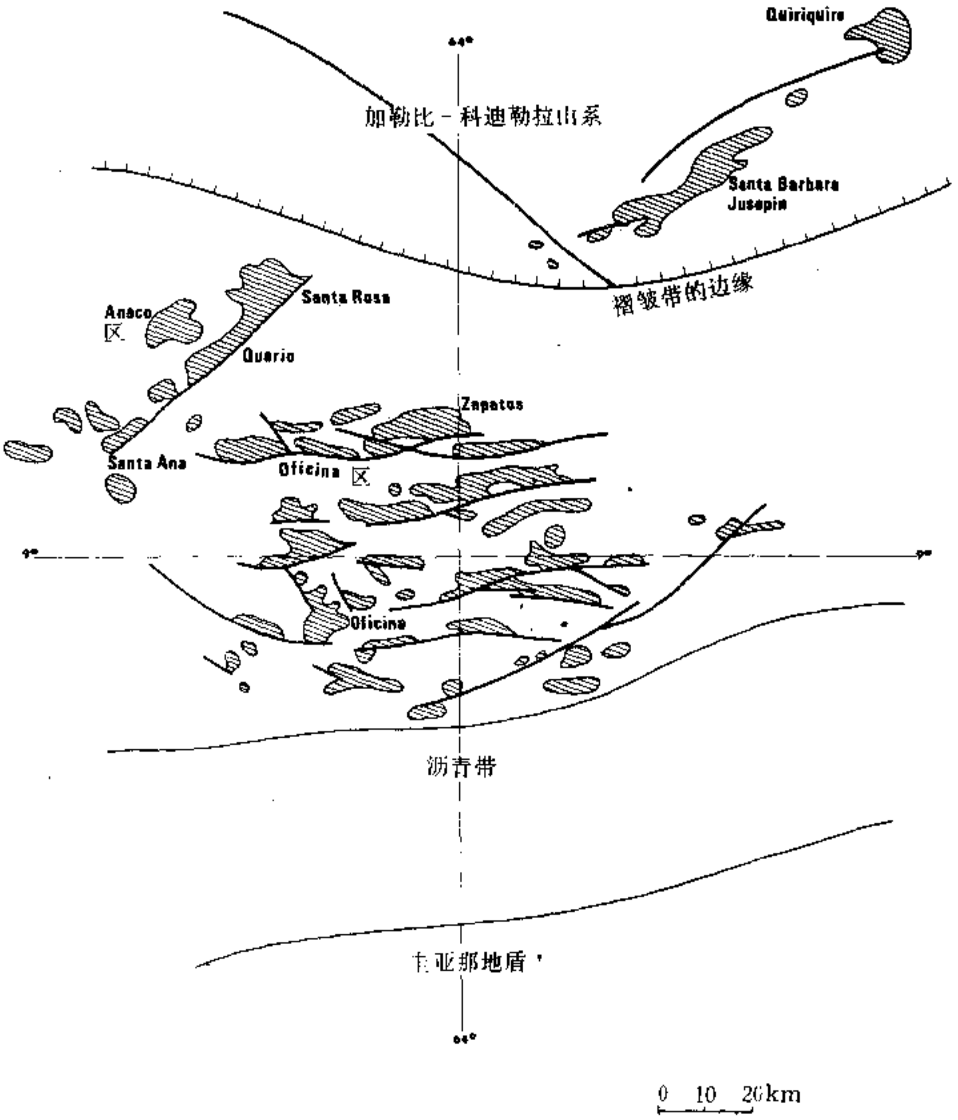


图 201　委内瑞拉 Orenoque 盆地中部油田分布图

主要发现

东部盆地原始可采储量估计约为 1.8Gt（包括 Oficina–Anaco 区的 1.2Gt 在内），这些

储量分布在 210 个油田中。

主要生产区为盆地中心区的北翼及南翼组合带。它们被横向高点穿过。

南部边缘

在南翼，油气最富集带为 Oficina–Anaco 区，它们相当于横向高带，有 140Mt 的储量分布在 160 个油田中。其中最大的是 Oficina、Santa Rosa–Guario（80～90Mt）。生产面积一般是小的（约低于 $10km^2$），较大的面积在轻微褶皱的 Anaco 区。

Orénoque 沥青带

在圭亚那地盾南部隆起区，白垩系和第三系三角洲砂岩的集中可能是世界上最大的石油聚集。在 $30000km^2$ 面积内，该沥青砂带从东到西延伸近 500km，50km 宽。它向北逐渐推进，而形成 Oficina 带重油聚集。

该沥青带向北覆盖了倾角为 2°～4°的单斜。包括了几个起伏不大的浅滩和许多同向的或反向的正断层。油浸砂岩平均孔隙度为 25%，深度 0～1000m，累计厚度为 50～100m。

圈闭与高带翼部尖灭、相变及断层有关，也可因沥青堵塞上倾出口而造成。

比重在 1～10 或 12°API 并富含硫（达 5%）、镍和钒（最高达 800ppm）的重质沥青原油生于渐新统源岩及来自 Oficina 区油藏。估计原地储量在 200 与 300Gt 之间。

北部边缘

北翼的 Maturin 和 Quiriquire 两区的储量略少于 300Mt，其中 2／3 集中在 Quiriquire 及 Santa Barbara–Jusepin 油田（1938），30Mt。

Quiriquire 油田是在 1928 年发现的，为一浅隐蔽露头尖灭圈闭的特例；累计产量为 100Mt，估计原始储量有 110Mt（参见第二篇第 4 章和图 115）。

两个相当大油田位于此中央带之外：东部的 Las Mercedes（1941），估计储量为 25Mt；北翼东端的 Pedernales（1933）在 Orénoque 三角洲，系由页岩侵入而形成的刺穿背斜油田，储量 16Mt，在 Trinité 稍往西处发现这种类型。

Trinité 岛

该岛南部为东委内瑞拉盆地的北翼，面积为 2000～$10000km^2$（连同邻区的滨外带共 $10000km^2$），以白垩系厚度大为特征，新生界岩系厚度超过 10000m，并有剧烈褶皱和断层。

岩系从古新统延续到中新统，以较深海相页岩为代表，夹浊积砂岩，富含有机质，可认为是源岩。这些页岩多为欠压实的，形成刺穿和泥火山。地温梯度低，20～24℃／km。

来自圭亚那地盾的中新统上部砂岩，是主要储集层。是由 3 个沉积旋回组成的巨大的三角洲单元，厚度超过 5000m。砂岩–页岩比率特别高，常大于 1。

约有 85%的石油是在中新统三角洲前缘砂中发现的；而天然气则主要富集在沉积中心处更厚的砂岩内。

圈闭主要是同期沉积断层背斜（如 Guayaguayare 油田）（见第二篇第 4 章和图 102），被泥底辟刺穿并分布在盆地周围。产油的主要刺穿褶皱走向大体呈东西向。

在以上地区南部主要是由断块形成的含气圈闭（MICHELSON，1976）。

累积储量约为 200Mt 的石油和 100～$200Gm^3$ 的气。

主要油田是：Forest Réserve（80Mt，1913），Soldado 岸外（75Mt，1955），Fysabad（100Mt，1918）以及 Teak（1969），累积产出 14Mt（截止 1979）。

委内瑞拉东部盆地及其岸外带和 Trinite′岛是有潜力的，除产能为 15000t／km^3 的沥青带外，如按沥青砂的原地储量的 1／10 计算，是 5～6 倍。

此潜力似乎与下列因素有关：褶皱弯曲带，特别是断裂的和在新生代强烈下沉的活动盆地的横向隆起；南部边缘集中了由于海侵而形成的许多单斜尖灭带；在前缘东北处存在厚的富含砂的中新统三角洲沉积（RENZ 等，1958；YOUNG，1971；MICHELSON，1976）。

3.6.2 马拉开波区

本区拥有面积 60000km^2，它可以作为山间盆地，其边缘则与山前凹陷带有关（图 202）。

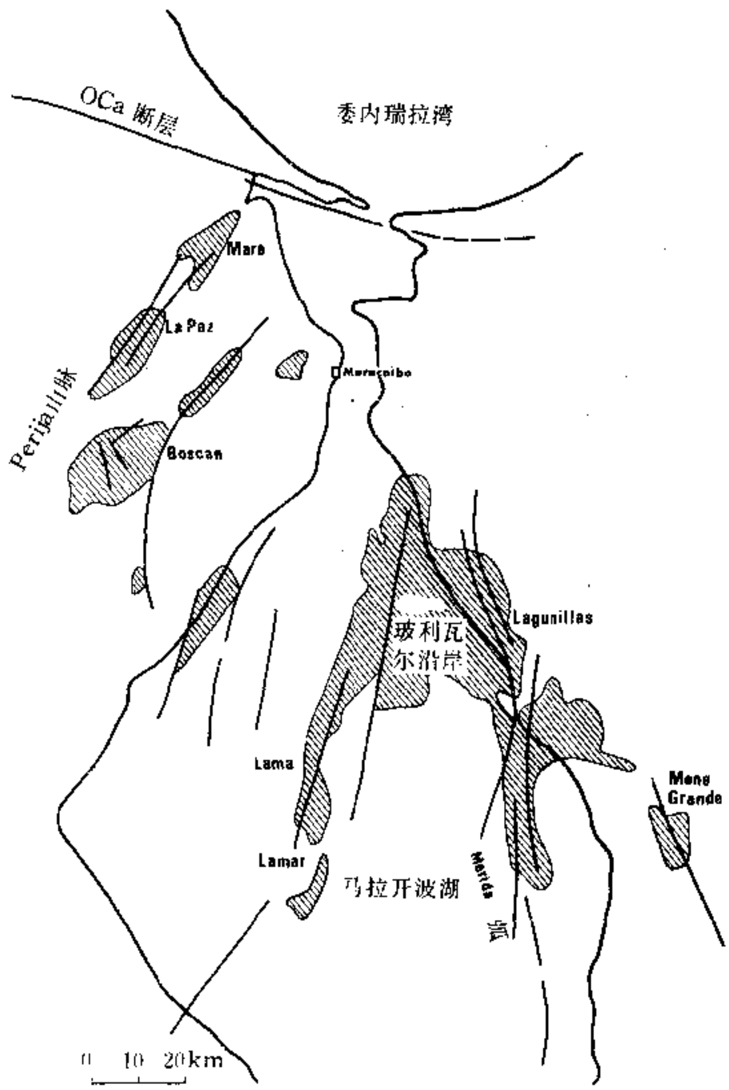


图 202 马拉开波盆地油田（委内瑞拉）分布图

它的发育史开始于白垩纪海进（在侵蚀基底上沉积了地台型岩系）：在阿尔布阶为碎屑岩，在马斯特里赫特阶则为页岩及开扩海相。

西南部拉拉米造山运动第一幕改变了原来的构架，古新世和始新世为不规则的三角洲相

与近海相沉积砂岩、页岩及煤互层，向东过渡为海相泥岩沉积。盆地东北缘，泥岩岩系最大厚度达 700m。

始新世晚期运动以后，本区褶皱呈南北向，渐新世海进后，中新世和上新世主要为砂岩与页岩的交互沉积；这些沉积在 Mérida 山边缘处厚度最大，它形成于上新世以后。

油田的主要储集层有：西北部 Mara 区为白垩系石灰岩，多为压实的和有裂隙的，以及裂隙结晶岩石，日产量为 700t；中区和东区为始新统、渐新统及海进中新统砂岩，孔隙性（25 到 30%）及渗透率中等，有致密厚度为数十米，日产量为 90～450t。

在西部，盖层为厚 400m 以上的白垩纪页岩，这里始新世时构造运动强烈，中区和东区的第三系储集层较薄（十几米厚），褶皱不显著。

白垩系原油属石蜡基，比重轻，富含硫（在 2%以上）。它们看来象是来自 Luna 石灰岩（上白垩统），为细粒灰岩，富含腐泥质，同时可能还夹有泥灰岩。第三系原油密度随深度变化（1～0.81＝10～42°API），属中间型；似乎来自上新统和（可能的）白垩系页岩及泥灰岩。

圈闭则由下列因素形成：西北部的裂隙性断块；中区和东区为始新统—渐新统间不整合面下的断层背斜（闭合面积约 $30km^2$），它们在渐新统—中新统区域尖灭带内，如玻利瓦尔沿岸巨型油田。也可由地面的沥青塞封闭。

主要发现

马拉开波盆地约已发现了 6Gt 的石油和 $1500Gm^3$ 的气，它们分布在 30 个油田中。自 1917 年以来发现的最大油田是玻利瓦尔沿岸油田，估计储量有 2300～4200Mt。圈闭是由始新统断块被海进渐新统和中新统以及后者的海进尖灭封闭形成的。

Lamar 油田（1958）储量为 180Mt，分布在马拉开波湖下。

第三个最大油田 La Paz（1922）是西北区最大者，拥有储量 125Mt，分布在白垩系灰岩和裂缝性基岩内。Boscan 油田（1946）位于同一区内，约有 140Mt 的重油（d＝1，10°API），高粘度，含烃少。背斜处始新统砂岩尖灭形成圈闭。

在东部，Mene Grande 油田（1914）由始新统断层鼻与中新统海进砂岩尖灭结合形成圈闭，断层鼻也有油气产出。中新统砂岩出露地面，浸入其中的沥青原始储量约有 85Mt。

马拉开波盆地的含油气潜力很大，总计每 km^2 有 100000t，它特别与下列因素有关：上白垩统多为封闭环境的深海相沉积，始新统砂岩特别发育的近海相层序；一系列巨大的海进，特别是晚始新世伴有沉陷；盆地东北部始新统与中新统间存在有脊线弧，这里是玻利瓦尔沿岸油田的富集带（MILLER 等，1958；ZAMBRANO 等，1970；MARTINEZ，1970）。

3.7 撒哈拉油区

撒哈拉油区地层从寒武系至第三系，位于阿尔及利亚高原边缘到利比亚锡尔特湾。

盆地主要为 Tassilis、Ahnet 和 Illizi 古生代盆地，有中等含量的干气和石油。

撒哈拉东北盐盆地的油气潜力是由古生界富烃源岩与三叠系盐层封闭综合因素决定的。

锡尔特盆地主要在侏罗世晚期于深部开始形成了巨大地垒和地堑，而使源岩和储集层叠置一起。

3.7.1 阿尔及利亚撒哈拉区

阿尔及利亚撒哈拉包括古生界和中生界三个大的含油气盆地，其总覆盖面积约达 600000km^2，它拥有石油约 1500Mt 以及近 3500Gm^3 的气（图 203）：在东北部有三叠盆地 Illizi 及 Ahnet 盆地。

3.7.1.1 东北三叠盆地

地质判据

此古生代和中生代盆地在阿尔及利亚撒哈拉东北部及突尼斯南部，覆盖面积约有 330000km^2。其东北部延伸进入突尼斯，发育 Mesogéen 相的石炭纪和二叠纪地层（图 204）。

本区相当于一个巨大的地台盆地，两个大区域性隆起被一下沉槽谷分开，至东南又与断块呈地垒平排。

沉积岩系包括被一长期间断所分开的下古生界岩系（主要由页岩和砂岩组成的寒武系和志留系）和中生界岩系。中生界岩系为厚的三叠系及部分里阿斯统含盐岩系，上覆"大陆嵌入"砂—页岩复合体和上白垩统碳酸盐岩系，有少数第三系。地垒带中，中生界岩系被"奥地利"不整合所截。

石油判据

圈闭由大型穹隆构成。三叠系海进层序下部被侵蚀（Hassi Messaoud），有局部海进尖灭（Hassi R′Mel）的证据，并且也可以预测有更多的背斜存在，下白垩统常有断层、褶皱并被阿尔布期不整合所覆盖（Hassi Touareg 区）。非构造圈闭在数量上占少数，主要位于老的区域隆起之上。

储集层为碎屑岩，它是由三叠系底部砂岩和寒武系、奥陶系石英砂岩组成。

本区内只有三叠系红色页岩和盐层系是盖层，在盆地南缘常超覆在下伏砂岩之上。

源岩很可能是志留系和泥盆系（很少的）黑色页岩，位于向斜区以及在中生界沉积以下，埋深约 4000m，它为烃的生成和排驱保证了需要的深度。

烃是轻质的、不含硫的原油，比重为 0.80～0.85（45～35°API），富含凝析气。含水层属高盐的，有时是饱和的；压力高，接近于地静压力。

主要发现

在盆地东北部（地跨阿尔及利亚和突尼斯）已发现略多于 1Gt 的石油，近 3Tm^3 的气；最大产量见于 Hassi Messaoud（1956，可采储集量约有 1Gt，原地储量 3500Mt）和 Hassi R′Mel（1956，天然气超过 1.5Tm^3）（图 104）。

巨型油气田有：El Borma（1964），约 100Mt，居突尼斯之首；Rhourde Nouss（1962），约有 150Gm^3 的凝析气；Gassi Touil（1961）和 Rhourde Baguel（1962），分别为 50 和 70Mt（见 PERRODON，1956）；El Agreb（1960）及 Haoud Berkaoui 各约 35Mt。

本区内对烃分布起主要作用的 3 个地质判据是：三叠系含盐层封闭；海西期不整合；先期的区域性隆起。

特别是由于地质历史的不同，后者更重要。

Mzab 穹隆北部深处为 Hassi R′Mel 气藏，这里是一个稳定区，西边为古生界盆地的东缘，东边为中生界盆地的西缘。

Hassi Messaoud 海岬是古生代隆起，于中生代发生塌陷，以两个下沉槽谷为界。东部

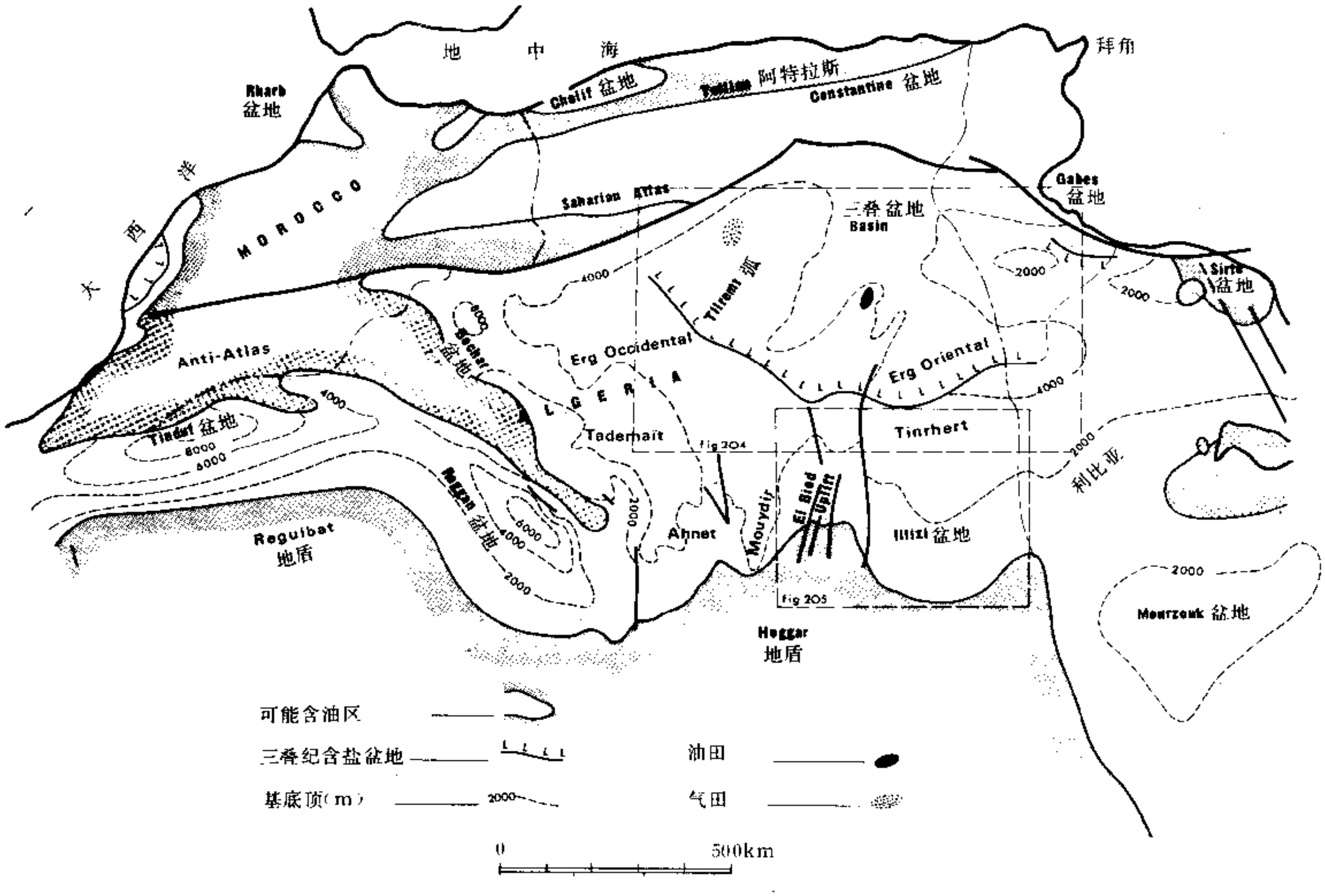


图 203 北非主要沉积盆地分布图

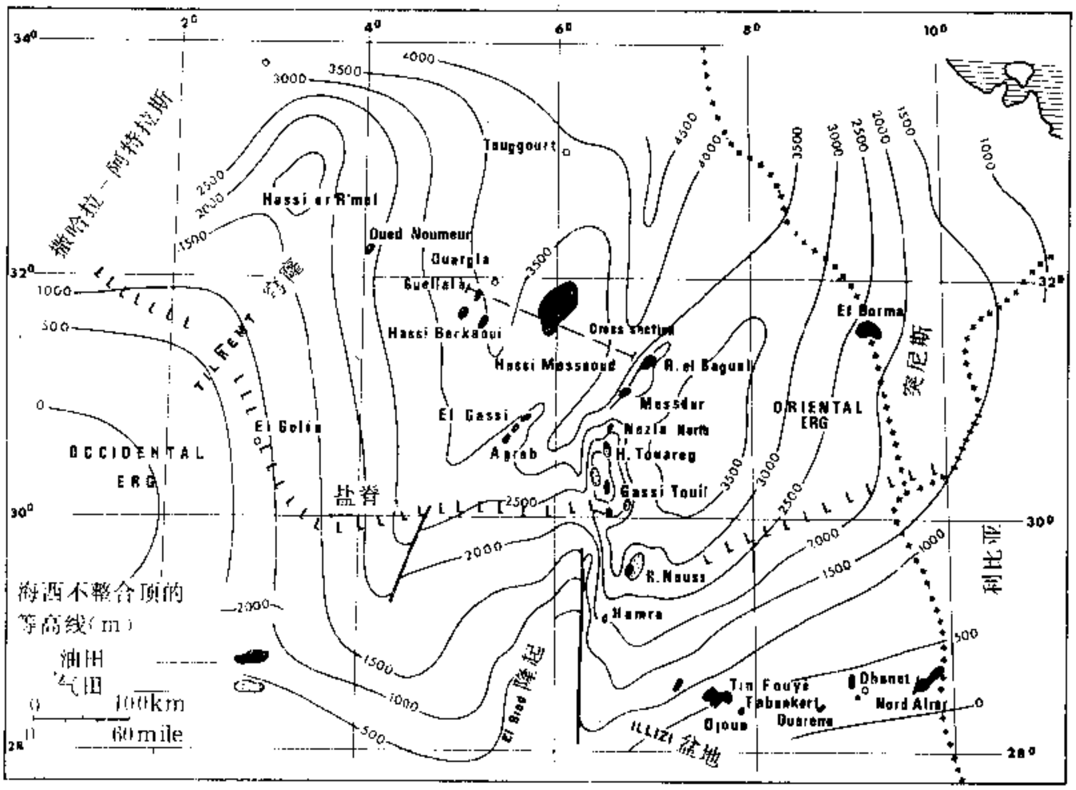


图 204 撒哈拉东北部（阿尔及利亚—突尼斯）盆地分布图

Hassi Touareg—Gassi Touil 山脊，很早就被 Dorbane 槽谷分开，呈现为古生界的轴顶。在早白垩世时即形成隆起并产生褶皱。这二个剥蚀中心在中生界为正的，存有天然气，同时 Messaoud 山脊在此时期中下沉，形成不饱和油藏。

Hassi Messaoud 和 Hassi R′Mel 这两个主要油田都是在 1956 年发现的，不久前勘探工作才刚结束。在此后则很少有所发现。

1970 年末，东北一叠盆地可采石油储量估计为 1.5Gt。

3.7.1.2 Illizi 盆地

地质判据

这个轻微褶皱的克拉通盆地拥有面积 110000km^2，盆地内充填了从寒武系到石炭系的古生界，岩性主要为砂岩、页岩和碳酸盐岩。地层向北埋藏更深，在 Hamada de Tinrhert 以下，中生界厚度增加。在利比亚边界，Tihemboka 古隆起带以古生界不同地层上区域性韦宪期海进为特征。在利比亚，该盆地继续向东延伸，同 Rhadamés 盆地一样变得更稳定、地层更薄（图 205）。

石油判据

圈闭主要是由南倾的狭长背斜形成，倾角中等，有的地方在晚石炭世时发生过褶皱。构造的时代及其所处的古构造位置是主要的。最大油藏是在早期区域隆起带附近发现的。水动力机制对石油圈闭来说是主要因素，并能改善封闭条件（Tin Fouyé—Tabankort）。含水层变化大，有时是微咸的。

储集层主要为下泥盆统砂岩，也有少量是寒武—奥陶系、上泥盆统和石炭系的。后一些储集层只有在上泥盆统储集层通过断层供油气时才有油气浸染。

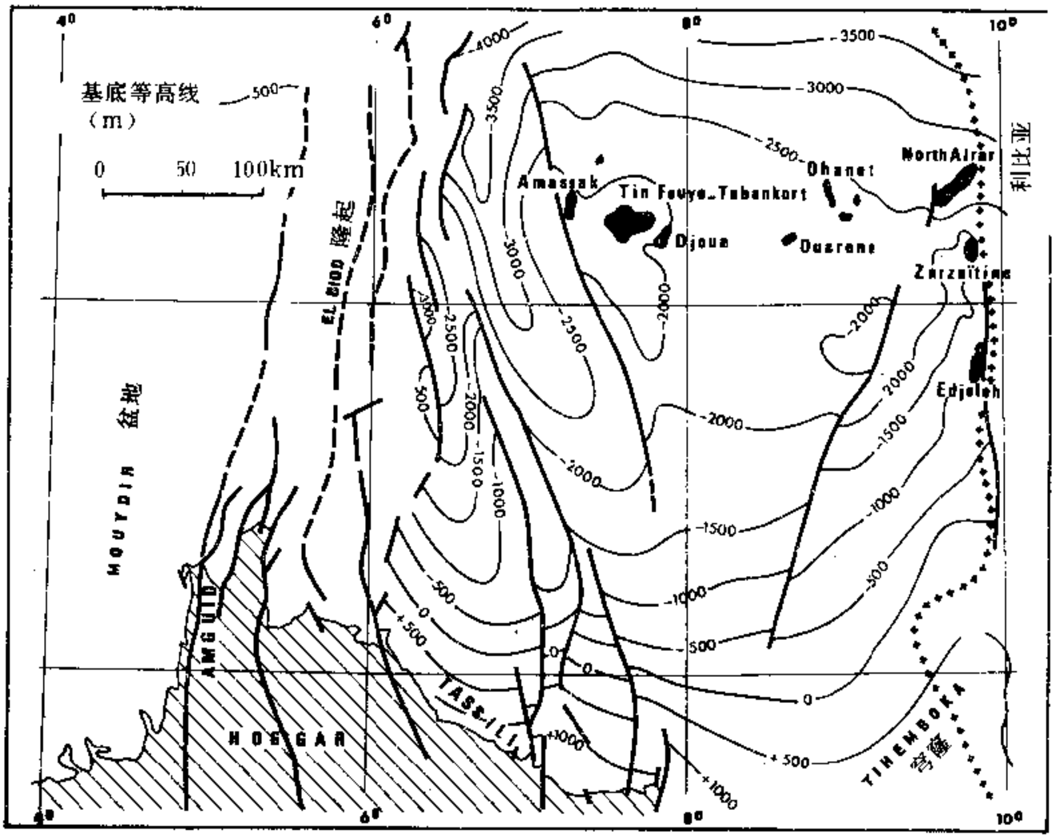


图 205 Illizi 盆地（阿尔及利亚）构造图

盖层主要为页岩。

最可能的源岩是志留系具放射性的黑色笔石页岩和中泥盆统页岩。

烃属含硫少的石油，比重为 0.80～0.85（45～35° API），并含湿气；压力正常。

主要发现

这个盆地中已发现了约 400Mt 的油和 400Gm^3 以上的气。主要油田有：Edjeleh（1956），为一断层背斜，原始储量约有 40Mt；Zarzaitine（1959），断层鼻，拥有储量 150Mt；Fouyé–Tabankort（1960），断层背斜，由于受高水动力梯度影响，水面形成了 5～15m／km^2 倾斜度。石油储量约有 100Mt，天然气为 40Gm^3。

3.7.1.3 Ahnet 盆地

地质判据

地层层系从寒武系延伸到韦宪统（C_1）。岩性主要是砂岩（特别是寒武—志留系、下泥盆统）、碳酸盐岩（主要为中泥盆统）及页岩组成。砂岩颗粒有时是粗的。深成热解作用非常强烈。该盆地褶皱轴线呈南北向，西边的 Ougarta 褶皱转为 SSE—NWW 向。

天然气判据

盆地内只有干气，在寒武—奥陶系和下泥盆统砂岩储集层以及泥盆系—石炭系过渡岩系中主要为甲烷。圈闭是背斜，有时是断层，它们大多发生了褶皱。已查明有十几个油气聚集；约有 50Gm^3（或更多些）储量的天然气，但尚未被证实。主要油藏有 1954 年首次发现的 Djebel Borga 和 In Salah（BALDUCCHI 和 BOMMIER，1970；CHANUT 等，

1971; CHIARELLI, 1978; CLARET 和 TEMPERE, 1967; MAGLOIRE, 1970; PERRODON, 1966; TENAILLE 等, 1975)。

3.7.2 利比亚—锡尔特区

锡尔特盆地在利比亚中部，覆盖面积约达 200000km^2。

地质判据

本区富含油气，为中生代和新生代大型断陷盆地，下面则是古生代区域性降起（图 206 及 207）。

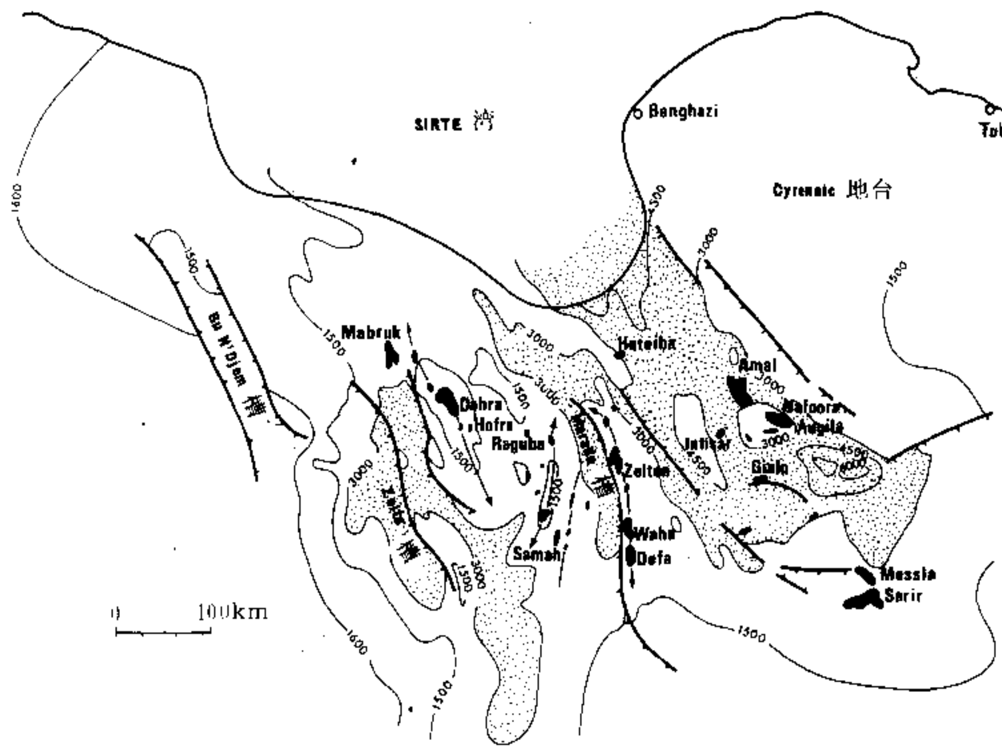


图 206 锡尔特盆地（利比亚）构造图

地层层系在阿尔布／森诺曼初期为砂岩沉积，在浅滩区为碳酸盐岩。森诺曼海侵逐渐淹没被活动断层所切割的不规则表面，只在麦斯特里希特期时才淹盖一些浅滩。上白垩统有以下两个旋回：泥灰岩：碳酸盐岩，局部为森诺曼—上仑阶硬石膏；厚的森诺阶黑色泥灰岩海进层系，有时含沥青，覆于先期旋回之上。

在丹麦／古新世连续沉积了黑色 Globigérines 页岩和碳酸盐岩。

始新世时沉积泥灰岩及石灰岩，海进面积最大。渐新统为细粒灰岩与页岩、砂岩呈互层。中新统主要为页岩。此岩系在向斜带的厚度超过 5000m，其特点是厚度和岩相变化很大、很快，伴有地垒和地堑构造。

从构造学观点来看，盆地被走向为 NNW—SSE 的主断层所切割，4 个凹槽将其分为两个大正向区：中央地台区，具 Dahva 和 Raguba 轴；Zelten–Defa 高地。

火成岩的分布常很广泛，局部伴有主断层的活化。

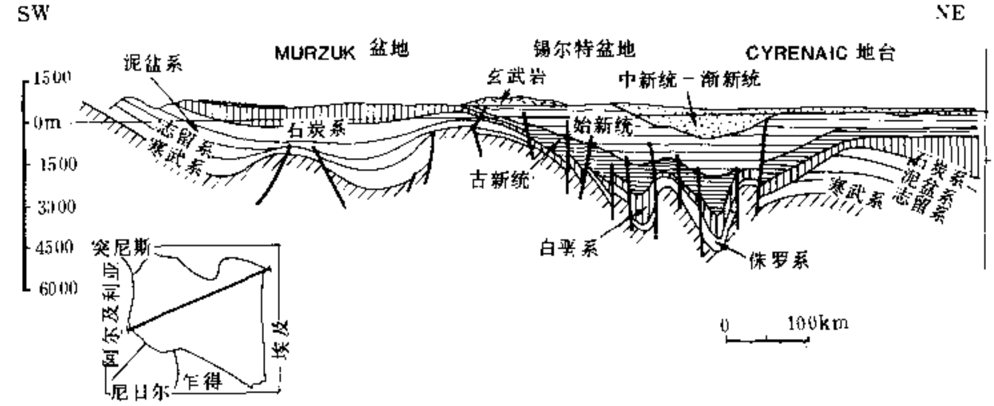


图 207　锡尔特和 Mourzouk 盆地（利比亚）地质横剖面图

石油判据

圈闭主要是背斜和断块，并常与反映基底地形的地垒构造以及白垩系和第三系的岩相变化有关。这些区域隆起也是产层的走向。不少圈闭的闭合面积超过 $400km^2$。

古新统—始新统礁块形成了极好的地层圈闭（Intissar）、圈闭面积达 $20km^2$，高300m。

储集层多且岩相变化快，但物性好。主要储集层有：砂屑灰岩和碳酸盐岩，主要是古新统和始新统的，单井日产量为 200～2000t；白垩系海进底部砂岩，厚度超过 200～300m，渗透率为 2～$3\mu m^2$，同时也有上白垩统与渐新统的砂及砂岩；寒武纪石英岩和小部分花岗岩。

盖层是由页岩和泥灰岩组成，主要是森诺阶、古新统、始新统及渐新统的，局部为硬石膏。

源岩包括森诺阶海进泥灰岩和古新统、始新统、渐新统页岩。

原油（主要是白垩系）常是石蜡基的、低饱和的，中等比重（0.84～0.85），含硫低（<0.25%）。高含蜡的 Sarir 原油含蜡 15～20%，并含等量的沥青质。凝固点在 13～24℃。

主要发现

至今，锡尔特区几乎集中了利比亚全部总产量，估计原始储量为 4.2Gt 石油和 $900Gm^3$ 气，连同伴生物相当于每平方公里有 30000t 烃。

本区占全部 130 个油田之中的 12 个大油田。

最大油田是 Sarir（图 78），发现于 1961 年，可采储量 1Gt。储集层包括沉积在基底凹陷带的上白垩统底部砂岩。封闭和油源均来自森诺阶的海相页岩。圈闭是由在森诺阶不整合面下面隆起翼部的一组断块形成的。生产面积为 $380km^2$，闭合面积估计可达 $400km^2$，120m 闭合差中有 100m 油柱。一层厚达 18m 的沥青层与含水层相连通。最佳井的日产量为 4000t（GILLESPIE，1967；SANFORD，1970）。

Messla 油田是 1971 年发现的，它位于 Sarir 油藏北面 40km 处，由上白垩统底部砂岩尖灭形成。在一广阔的构造挠曲上，被森诺阶页岩所封闭。平均孔隙度为 16%，渗透率为 $450\times10^{-3}\mu m^2$，单井日产量达 14000t，石油比重为 0.825（40°API）。闭合面积超过 $200km^2$，在 2600m 深处油柱约 30m。可采储量估计可达 430Mt（CLIFFORD 等，1980）。

在 Sarir 之后，又发现了三个不同类型的大油田，即：Nasser（Zelten），Amal 和 Gialo，它们的可采储量约为 500～600Mt。

Nasser（Zelten）油田发现于 1959 年初。产层为含礁的碎屑灰岩（多少有些白云岩化）和下始新统及部分麦斯特里希特阶，厚约 100m，孔隙度和渗透率都很好；初探井日产 2400t。圈闭内的生产面积有 $140km^2$，为自白垩纪开始褶皱的平缓背斜，储集层岩相也是在此时期发育的（FRASER，1967）。

Amal 油田位于盆地东侧，也是在 1959 年发现的，由断裂地垒组成，向北则狭缩；油浸面积延续超过 $400km^2$。储集层以白垩系底部砂岩为代表，但大部分是古生代长石质石英岩（可能属寒武—奥陶纪），岩石物性中等但分布广泛（ROBERTS，1970）。

Gialo 油田（1961）为一油浸面积达 $125km^2$ 的断层背斜，有 9 个不同的产层：渐新统 4 个砂岩产层；上一始新统 1 个砂岩产层；中—始新统石灰岩和砂屑石灰岩（在深 850～870m 是最重要的产层）；古新统石灰岩。

在 170～300Mt 范围内的油田中，Defa（1960）270Mt，Waha（1960）180Mt，Nafoora–Augila（1965）225Mt，L65（1966）180Mt。

Intisar A（Idriss A）油田是 1967 年发现的，系由珊瑚礁组成，它长在椭圆形浅滩上，分布范围 4×5km，珊瑚礁高 200～365m，由藻类及有孔虫类组成。孔隙度平均在 20～25%之间，油浸高度达 300m。单井原始日产量为 7000t，原始储量估计达 280Mt，还有可能更多（可采储量为 160Mt?）（TERRY 和 WILLIAMS，1969）。Intisar D 油田约有 140Mt（BRADY 等，1980）。

主要气田为 Hateiba，估计储量有 $340Gm^3$。

本区富油气的主要因素有：桑托阶源岩含烃丰富，分布广，储集层类型多并与源岩相互重叠；某些储集层的质量，特别是碳酸盐岩，在正向区发育很好，横向变为深海相泥灰岩；白垩纪和第三纪时的地垒及地堑活动，特别在向斜区下沉剧烈（PARSONS 等，1980）。

3.8 尼日尔三角洲区

本区系被尼日尔三角洲覆盖的新生代盆地，沿大陆架延伸。它提供了非洲第一产油国——尼日利亚的全部产量。

地质判据

从地质动力学观点来看，本区为白垩纪裂谷或断陷槽之接合处，走向 NNE—SSW，它代表了非洲大陆的主要薄弱带和海上裂隙带，走向一般呈 N—S 和 E—W。现今这里由非洲的直角被动大陆边缘提供物源。面积约达 $100000km^2$，有 1／3 位于大陆架。

沉积岩系自下白垩统直到第四系，在盆地中心厚度达 12km，位于现代三角洲滨岸带之上（图 208 及图 209）。

沉积岩系基本上是砂页岩层系，是层序中的主序列，接着就是新生代三角洲建造。自北向南，岩系向上顺序分为三个主要单元：顶部为淡水陆相砂岩层（Bénin 层）；为砂–页岩交替带，微咸至浅海相，在 Agbada，下部为主要产层；海相页岩，部分为欠压实的，底部为 Akata 页岩；这些页岩发生一系列的隆起，特别在南部，因为这里的水更浅。

从构造观点来看，这个厚的进积岩系被同生断层所切割，包括了生长断层和补偿断层。断层在平面和剖面上呈弓形，凹面向海，随深度增加凹度减弱，一般为同向的，但它们常常

形成反向断层网络。下陷越深这些断层网络越复杂。Akata 页岩亦呈底辟状，特别是在三角洲下倾部位（图 88 和 89）。

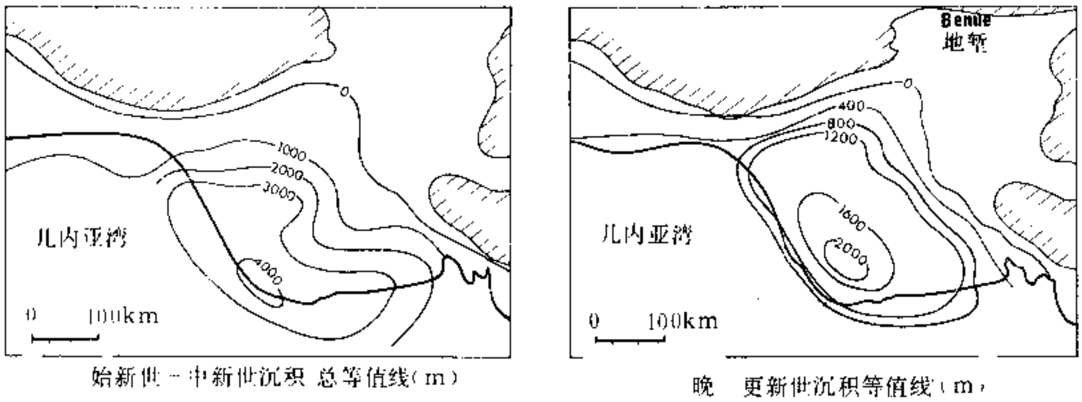


图 208 尼日尔三角洲盆地第三系等厚线图（据 AUBOUBO 和 OGBE，1980）

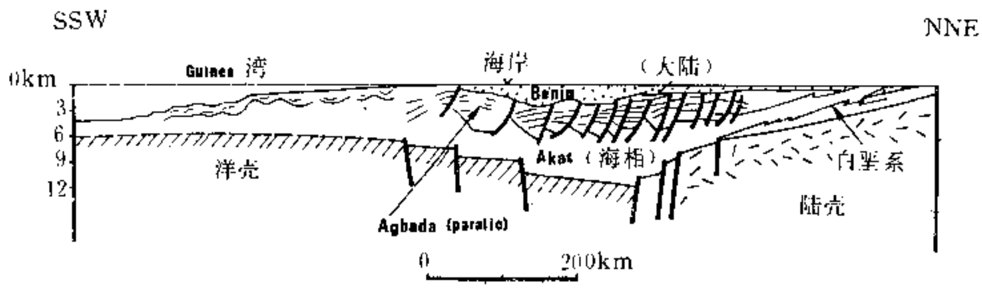


图 209 尼日尔三角洲盆地剖面图（据 EVAMY 等，1978）

从水动力学观点来看，除表层（可为封闭层）外，盆地受起因于地静压的离心水动力机制控制，此机制对垂直运移的作用是很明显的。

此盆地在地温上属“冷”型，以低梯度为特点；在边缘带从 25℃／km 到中心带的 16℃／km。该带中地温梯度较低者是砂岩，在页岩岩系中为 54℃／km。在盆地中心部分 4200m 处是 116℃（图 210）。

石油判据

储集层通常为砂岩，上倾一方的北面为始新统，南部为中—上新统。在中部，储量主要（约有 3／4）在渐新统—中新统岩系内。砂岩属河流相和海相沉积，它们处于淡水陆相砂岩环境与海相页岩环境之间。然而，在大陆架的淡水砂岩已产出油气。

砂岩含量一般是高的，储集层是多层的。平均厚度约 15m，有的产层厚达 100m。储集层物性一般是好的，单井日产油量为 400～500t。

盖层和源岩主要是页岩。Akata 页岩为盆地内的主要源岩；它们是富含浮游微体动物的三角洲前缘陆坡之海相沉积，其它则为含有腐殖有机质的近海相页岩，它们有可能生成数量不等的油和气。大体看来，源岩的数量多但质量中等。生油窗温度为 115～150℃，这些岩石，至少在东部的岩石在现今埋深处可达到此温度，或者更低些。

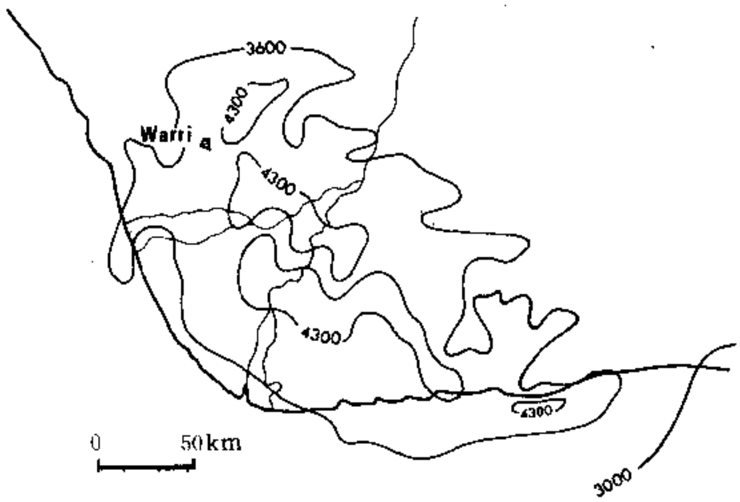


图 210 尼日尔三角洲盆地 116℃分布等深线图（油窗顶，单位 m）（据 EVAMY，1978）

当 Agbada 砂层与断层相接触时，油气即从 Akata 源岩的高压区经初次运移到 Agbada 砂层中。油气主要聚集在下降盘（图 89）。断层在垂直运移及形成圈闭方面起重要作用。当落差超过 150m 时，它们似乎只能起到隔层作用。

当泥质的百分含量增加时，则页岩的密封性更好。换言之，靠近砂层的页岩起封闭作用的可能性更大。通常这些断层不能保证油藏的闭合度，只有在逆牵引与断层相接触时，油藏才能被充填。

圈闭主要是由一条或多条断层限定的逆牵引背斜。从 150 个油田来看，只有 1／5 油田不是断层圈闭的。地层圈闭，主要是不整合圈闭很出名，尤其在大陆架上的。

平均闭合面积及闭合高度小：油浸高度超过 45m 的只有 5%，而 70%却低于 15m。

石油常是轻质的，属石蜡基，富含蜡，高凝固点（约为 7 到+32℃）。常有天然气，其含量随深度及与滨岸的距离成比例地增加。这种原生石油是典型的形成于富含腐殖质有机物的近海相岩系。

其次，重质石油（比重大于 0.9），特别是环烷基石油，含蜡少，凝固点低，可发现于浅水岩系中，特别是在低于温度 65～80℃ 区。这是细菌降解作用所致。

主要发现

尼日尔三角洲是油气富集区。自 1952 年首次在深井中发现以来，已获得 3Gt 石油和 $1400Gm^3$ 的气，大约分布在 150 个油田中。累计产量为 1150Mt（1979 年末）；年产量约达 100Mt。油气聚集非常分散，每个油田平均约 20Mt。主要油田有：Jones Creek（1967），110Mt；Imo River（1959），100Mt；Nemhe Creek（1973），100Mt；Moren（1965），90Mt；Bomu（1968），70Mt；Okan（1969），70Mt；Foro Foro Yoka（1971），70Mt；Obagi（1964），70Mt。

已钻了 1000 多口探井，成功率为 30～35%。每口初探井平均产量为 3Mt（据 FRANKEL，1967；WEBER，1971；WEBER 和 DAUKORU，1975；EVAMY 等，1978；WEBER 等，1978；AVBOUDO 和 OGBE，1978；NELSON，1980；ST-JOHN，1980）。

3.9 东 南 亚 区

苏门答腊下陷带位于东南亚大区内，主要为爪哇岛、苏门答腊、加里曼丹、伊里安查亚及其周围海域。此单元包括 30 个沉积盆地，有 3Gt 之多的石油分布在 150 个油田中。主要地区是苏门答腊，分北、中及南部三个岸上带，它拥有总发现量的 2／3（图 211）。

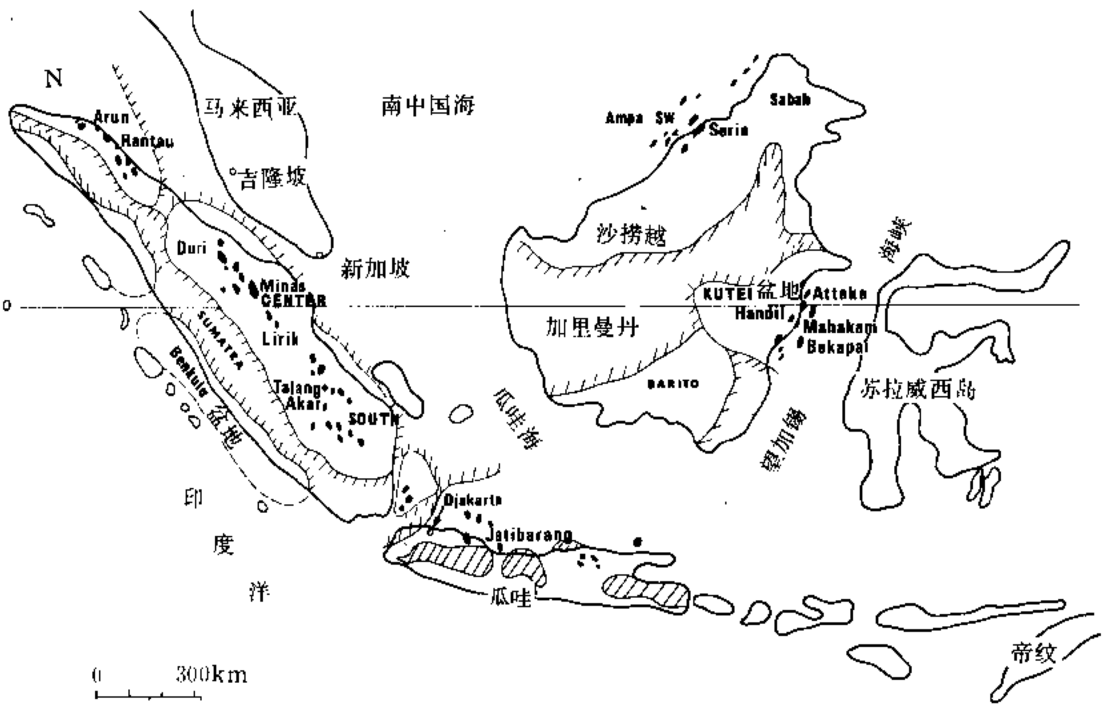


图 211 东南亚含油区分布图（据 SOEPARDAJI 等，1975）

地质格架

石油（主要在上第三系）主要分布在狭窄的、不同类型的褶皱凹槽中，其中以前渊盆地含油气最丰富（图 212）。

沉积岩系以砂—页岩为主，局部为石灰岩层过渡到火成岩。在苏门答腊，主要以含煤层的下第三系碎屑沉积开始。中新统为一个主沉积旋回：底部为砂岩、砾岩，上覆下中新统页岩和 Globigerines 泥灰岩与凝灰岩互层（Telissa 层）。

中中新统主要为黑色页岩、砂岩与石灰岩互层，属较深水相。

上中新统主要是砂岩，局部有轻微不整合。上新统以碎屑及陆源物质为主。

上第三系在苏门答腊北部盆地厚达 8000m，中央带仅为 3500m。它受多期构造运动影响，特别是早中新世末期，中新世末期及更新世，产生了尖棱的、断裂的叠覆褶皱(WENNEKERS，1958；SAPPENFIEID，1974；PULUNGONNO，1976)。

石油判据

下及中中新统占印度尼西亚各盆地总沉积体积的 20%，拥有至今已发现烃的 90%(FLETCHER 和 SOEPARJADI，1977)。油苗多。

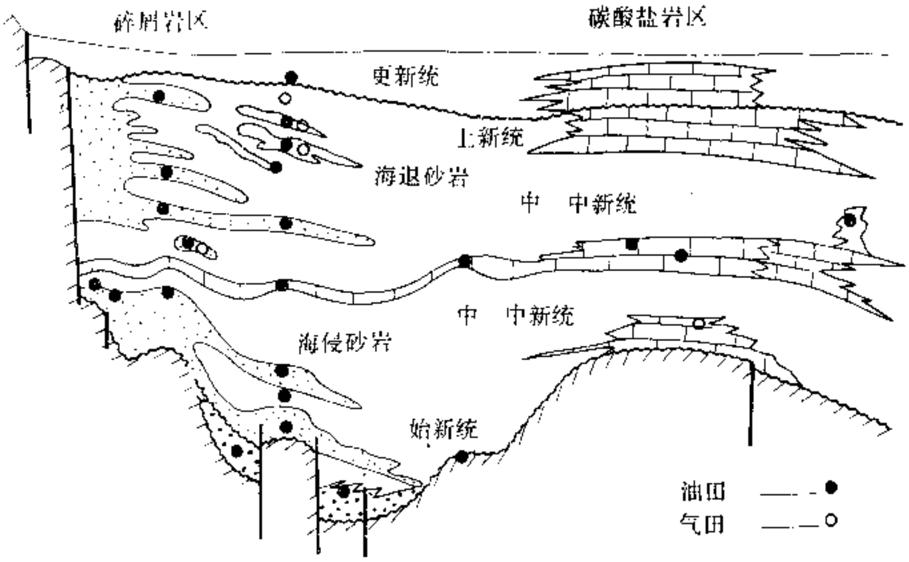


图 212 印度尼西亚主要产油带横剖面图（据 SOEPARJADI 等，1975）

本区的所有发现均分布在 6 个含油系内，属于主要地质旋回；主要储量集中在此巨层序的底部海进岩层和最上部为海退岩系中。按其重要程度，分述于下：底部海进砂岩，分布在始新统到下中新统，苏门答腊盆地发育较好，特别是在中央盆地相对变浅；海退砂岩，分布在中中新统到上新统，以苏门答腊北部及南部盆地为代表，盆地剧烈下陷；上中新统和上新统三角洲复合体，主要在加里曼丹东部马哈坎三角洲（见第二篇第 2 章）；沿礁分布的台地型碳酸盐岩，上渐统至中新统，特别集中在苏门答腊北部；塔型礁层，如 Salawati、伊里安查亚（见第二篇第 2 章）；火山岩储集层和裂隙性凝灰岩，如爪哇的 Jatibarang 油田，拥有储量约 25Mt 的高含蜡原油，在 6 个油藏的含油带中约有 100Mt（KOESOEMADINATA，1969；SOEPARJADI 等，1975）。

3.9.1 加里曼丹西北区

该盆地相当于新生代前渊盆地，部分在滨外，覆盖面积达 200000km^2 之多。这里已发现了 600Mt 以上的石油和 500Gm^3 的气，油气分布在 50 个油田内，主要位于狭窄的断层背斜中，产层为上第三系，属多层砂岩，由渐新统—中新统富含腐殖型有机质之黑色页岩为源岩。

主要油田有：陆上的 Seria（1929），断层背斜，估计储量 150～250Mt；海上的 Ampa 西南部（1963），估计储量 150Mt（SEHERER，1980）。

3.9.2 苏门答腊区

苏门答腊分为北部、中部和南部三个前渊盆地，覆盖面积达 210000km^2，底部海进砂岩（中部和南部盆地）以及最上部海退砂岩（北部和南部）含油远景大。

海进砂岩体系

底部砂岩在地层岩系中从始新统到下中新统，相当于河流及潮间沉积或浊流沉积。油藏被中中新统海相页岩所封闭，油源则由中中新世的或更老的海相页岩或近海页岩提供。地温梯度高。

圈闭是广阔的上新—更新世背斜。

原油属石蜡基，平均比重为0.95～0.84（17～36°API），含硫少，GOR为低值。

这一沉积体系提供了苏门答腊的大部分石油、也为50个油田（包括最大的Minas油田）供油。

海退砂岩体系

这是第二个有远景的储集层，是海退和浅水环境下细的、多层的砂岩沉积，它们通常在旋回结束时沉积。地层岩系从中中新统到上上新统。它们封闭和油源均来自海相页岩夹层。

圈闭是晚上新世和更新世时形成的波及盆地的褶皱。

石油是轻质的，比重为0.84～0.75（37～57°API），属石蜡基，GOR低，它在浅水沉积中要比深水海进层中更多。本沉积体系大约包括40个油田，日产略超过200Mt。

苏门答腊区的主要发现

在苏门答腊的三个陆上盆地中，已发现了2Gt以上的石油，它们分布在：北部盆地，面积达85000km^2，其中陆上为25000km^2，约200Mt，Rantau油田（1929）占储量1／4弱；中部盆地，50000km^2、油层是最丰富的又是最浅的，为1600Mt，包括Minas的1Gt和Duri的400Mt；南部Palembang盆地，75000km^2，300Mt，包括Talang Akar的80Mt（1922）。

Minas油田（1944）位于面积230km^{2}之伸长背斜上，产层为中新统的5个砂岩层，深度在600～670m。1976年235口井共产油18Mt。原油比重为0.84。原始储量估计为1Gt，其中已生产了300Mt。

Duri油田（1941），位于Minas西北70km处，原始储量估计为300Mt。1977年426口井在90～300m的5个砂层中共产油1.7Mt，原油比重0.92。

印度尼西亚区含油区，特别是苏门答腊区，每平方公里约有石油10000t，其所以含油丰富，特别与下列因素有关：近期沉降快速，有利于沉积厚的砂—页岩，储集层多；地温梯度高，有利于大部为腐殖型有机质的成熟；各式各样的构造圈闭，它形成晚，但与烃的生成是同期的，伴有垂向运移。

结　论

20个大（油气）区（每个至少有油、气10Gt）集中了90%石油发现，并几乎占全部所发现天然气的80%。

按正常对数分布的这些含油气区，在北半球被发现，其中之一靠近赤道处。从地质观点来看，它们以构造圈闭、区域不整合和近期强烈沉陷为主。它们相当于大的、主要的中生代和新生代盆地，其中有一半的覆盖面积超过500000km^2，有两个超过2Mkm^2。油、气一般是集中分布的。

它们的发现史和勘探史加速了油气聚集的发现，20世纪50年代达到最高峰。

4 石 油 勘 探

“我们经常用老方法在新地区发现石油。有时，我们也用新方法在老地区发现石油，但我们很少用老方法在老地区发现更多石油。在过去的时间里我们曾考虑放弃石油，然而如今我们唯有改变方法。”

P.A.DICKEY

“借助越来越完美的研究方法来探索自然。”

CLAUDE BERNARD

“如果你能，你就推测，如果你敢，你就选择。”

CORNEILLE

历史

石油勘探是一种“狩猎”；这种“狩猎”已经历进入工业阶段的一百多年，根据勘探进步程度又可分为不同时期，不同国家所处时期不同。

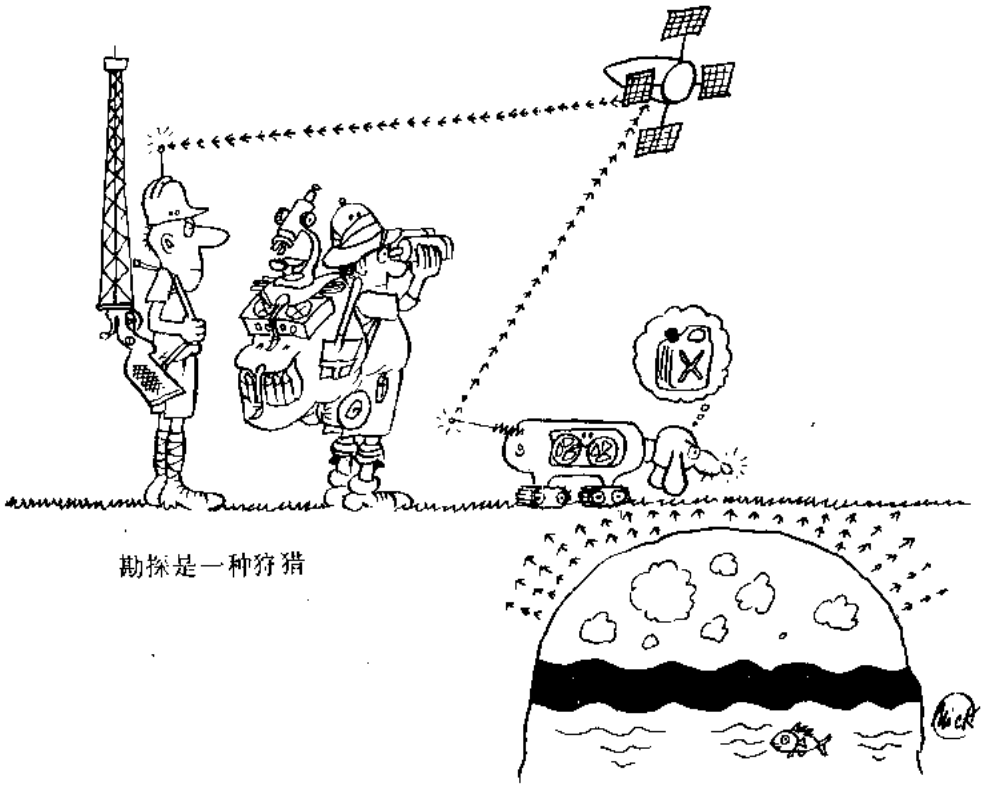


图 213　石油勘探是一种“狩猎”

最初，找油采用一种直接或近似直接的方法，把钻机竖立在地表油苗或其附近的地方找油。用这样的方法在一些盆地中曾找到大的油田，如巴库、苏门答腊、罗马尼亚、

Trinidad、委内瑞拉、加利福尼亚、落基山、阿巴拉契亚等油气区。

以后有些石油勘探者观察到根据油苗找到的油田常位于背斜上，于是就提出背斜理论，这理论一直沿用到现在，尽管它不是唯一的理论。这种理论基本上是一种近似间接的方法，因为它引导勘探者在含油气盆地内寻找油气聚集的封闭地带。借助于地震勘探，此理论曾引导人们取得戏剧性的发现，如阿拉伯地台或撒哈拉地台盆地中的发现；今天大部分巨型油田都是背斜油田。

一方面此法走运，另一方面我们对石油地质和盆地石油地质特征的认识使此方法成为全球公认的方法。竖立在构造上的第一批井收集有关储集层、盖层、生油层以及流体……等地质信息，就是说，在占有评价油气生成和油气潜力的资料后，人们就渐渐集中在最有利的已知地带寻找圈闭。

经过在有限的地面目标上找油和发现较多油藏后和工作近于更细致之后，如果地质和经济条件允许，这些勘探方法在展开的密集勘探中得到实践。奇怪的是把我们技术和地质知识结合在一起的这种逻辑发展，却有时在短期内由于盲目地引用方法和在规则井网中打井而导致失败。但必然的是，这样的井网网眼不停地缩小以及随着所要寻找的圈闭的减少勘探投资增大。

因而更值得注意的是用新工具和技术来回到地面直接勘探方法。由于地震技术和其解释技术的进步导致通过记录和特殊处理在某些岩系和一定深度能揭示某些异常：例如显示天然气藏的“亮点”。

在此领域内应保持冷静的头脑和乐观的态度。我们随时随地都想到今天的勘探技术的进步是不会停止的，而且更有效更精确的技术也将为我们服务。但不应该对沉积环境的复杂性熟视无睹，杂声常干扰我们寻找用以突破的小信号，而且我们可想象对地质现象的更细的认识，还需要长期的新检测技术解释的协助。

要介绍用于石油勘探的新技术就要写一本象本著作那样的书。因而在本章中不准备提及勘探方法和找油策略。然而勘探结果从其解剖和生理上支配着油气区和油田的认识。

此外在技术方面此策略是由沉积盆地的地质资料统帅的。在此指导思想下，在本章中我们将看到地质认识和勘探结果之间的关系的某些方面，特别是：

1——一些勘探策略和效益的例子；

2——美国的一些反省例子；

3——石油最终资料梗概。

4.1 勘探的策略和效益

主要标准和定义

勘探的策略和效益的分析应考虑：

一方面是所实施工程的说明，即是说以勘探井数和勘探投资作为表达的实施方法，或例如 $10000km^2$ 的钻井数和钻井的投资数；另一方面是此方法取得的效果：即是说每平方公里发现的累积油气量，或 $10000km^2$ 所发现的油田数。

所包括的面积是有利的沉积区面积，或在某种情况下找油许可证包括的范围。所发现的储量或发现的概念应明确表达并能够加以定性，首先近似地以毛数或实际的有收益的所有种类（在此情况下是均质的）来衡量，因而此概念与经济条件有关。

勘探结果或效益经常地或逻辑地由工程单位标准表示:

①探井（干井和有油气井总数）的累积发现;

②"有意义的"探井（油田或平均发现）的累积发现;

③如果我们考虑包括所有的成功则是毛数成功%，如果只取在一个特定背景中的勘探成功则是净数成功%。

前两个指标特别反映经济价值，第三个指标则反映风险因素。

风险因素越小或成功率越高，不论油气区类型或产地类型如何，平均发现或经济价值越低。

重要的是只比较那些可比的资料：平均发现、所有种类和毛数或最佳成功率，有意义的平均发现和净数成功率。例如尼日利亚，从 1950 年至 1975 年已钻 650 口探井分布如下:

412 口干井；123 口无意义发现井；206 口有意义发现井；总发现约 2500Mt。

这样，平均有意义发现为 25Mt（2500：206)，净数成功率为 0.16，而平均发现和毛数成功率为 7.6Mt（2500：330）和 0.35。

当我们可以做勘探投资和有效概算时经济（技术）效果是以技术发现费用来取得，投资部分与方法的效益有关。

某一时期的这些不同的资料将被总括的表达：因而这些资料是与两个主要参数有关，即勘探程度和盆地的油气丰富程度或产地类型。

决定勘探效益的主要因素

勘探的效益显然首先与决定油气丰富程度和产地类型的地质条件有关。但也由油气区的勘探程度、技术状态、地理条件所决定的勘探费用所支配，不用说政治和经济条件。

4.1.1 地质因素

一个油气区的油气特征主要以油气的丰富程度和产地类型来表明，它们则与沉积盆地特征密切相关（参见第三篇第 1 章)。

油气丰富程度

我们注意到（图 214)，在油气丰富程度（每平方公里的发现量）和勘探程度或以每口探井发现的吨油量表示的勘探效益之间的相关性很小。

极富油气区（大于 10000t／km^2）在不同勘探期的效益从波斯湾的每口井 100Mt 至北得克萨斯的 100000t。然而这些油气区中，也没有任何富油气区的效益低于每口探井 30000 或 40000t。贫油气区的效益很少高于每口井 100000t。

油气丰富程度较直接影响成功率。大部分富油气区一般都是成功率高，常大于 20%，而贫油气区一般成功率低于 10%（图 215)。

产地类型

产地类型对勘探效益和费用的影响更直接、更重要。

产地集中的油气区，例如 10000km^2 至少有 10 处发现，具有很高的效益，每口探井超过 10Mt，而产地分散的盆地则远低于此值。当后者也象富油气区那样有高成功率时，其平均发现显然低于产地集中的富油气区。

例如 COUSTAU 曾用 STATSID❶ 程序来表示这两个参数之间的关系，勘探结果证实，富油气区以产地集中占优势；我们观察到一个相反的现象，盆地越贫，产地越倾向于分

❶Elf Aquitaine 集团文献信息服务石油统计数据库（SID)。

散，其本身的特性常与稳定地台型盆地或某些大陆断陷盆地有关。

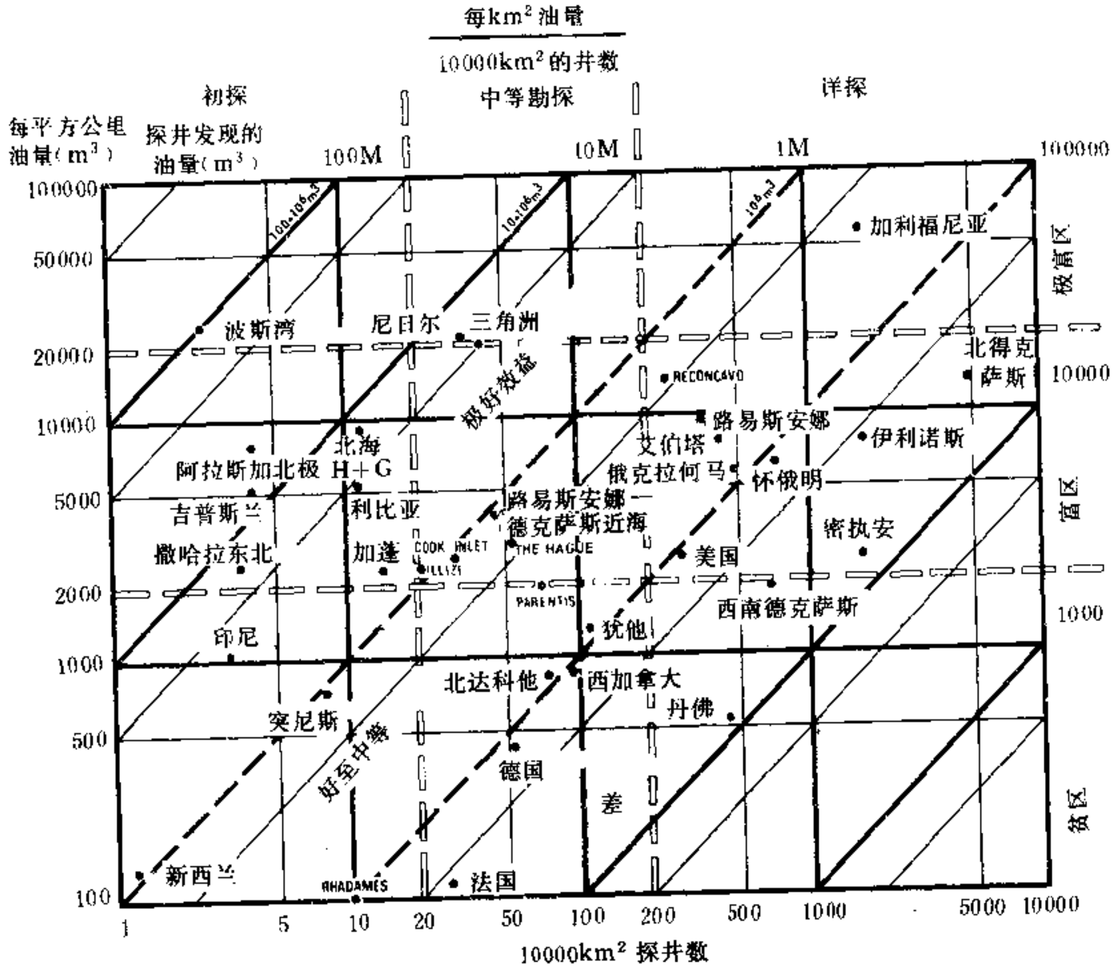


图 214 表示勘探效益与油气丰富程度和勘探程度关系的图解

盆地类型的重要性

平均有 2／3 的沉积盆地藏有工业性油气，但只有 1／6 拥有超过 80Mt 的油田(TATSCH，1974)。

我们知道这与地质特征有关。盆地类型密切支配着油气丰富程度和产地类型。这种关系间接而又复杂，对它们的预测常出现偶然性。

起伏大的不稳定大地台盆地通常构成大部分大油气区。平均有 2／3 这种类型盆地拥有集中一半储量的大油田。这种大油田一般很快被发现，并在首次成功之后很长时间还可以继续找到一些小油田（KLEMME，1971）。

相反，没有区域性背斜的稳定地台盆地一般很难以预测油藏分布，在很多情况下它服从于古地理和沉积规律，认识此规律较难并常要很长时间。结果是勘探效益很低，发现油田的费用很高，成功的连贯性经常中断，例如对“走向”、礁或沿海的开发。

这种类型的盆地常是最贫区之一和最低效率之一。

加拿大西部的总成功率为 12.6%，但“有意义”的油田（至少 1Mbbl）占一半，A 级油

田（50M 桶）只有 0.5%。如果把所有发现都包括在内，平均发现为 2.75Mt，如果撇开只占总储量 1%的、低于 1M 桶的发现，则为 5.5Mt。它之所以比其它稳定盆地好的原因是由于此处有快速沉降的礁。

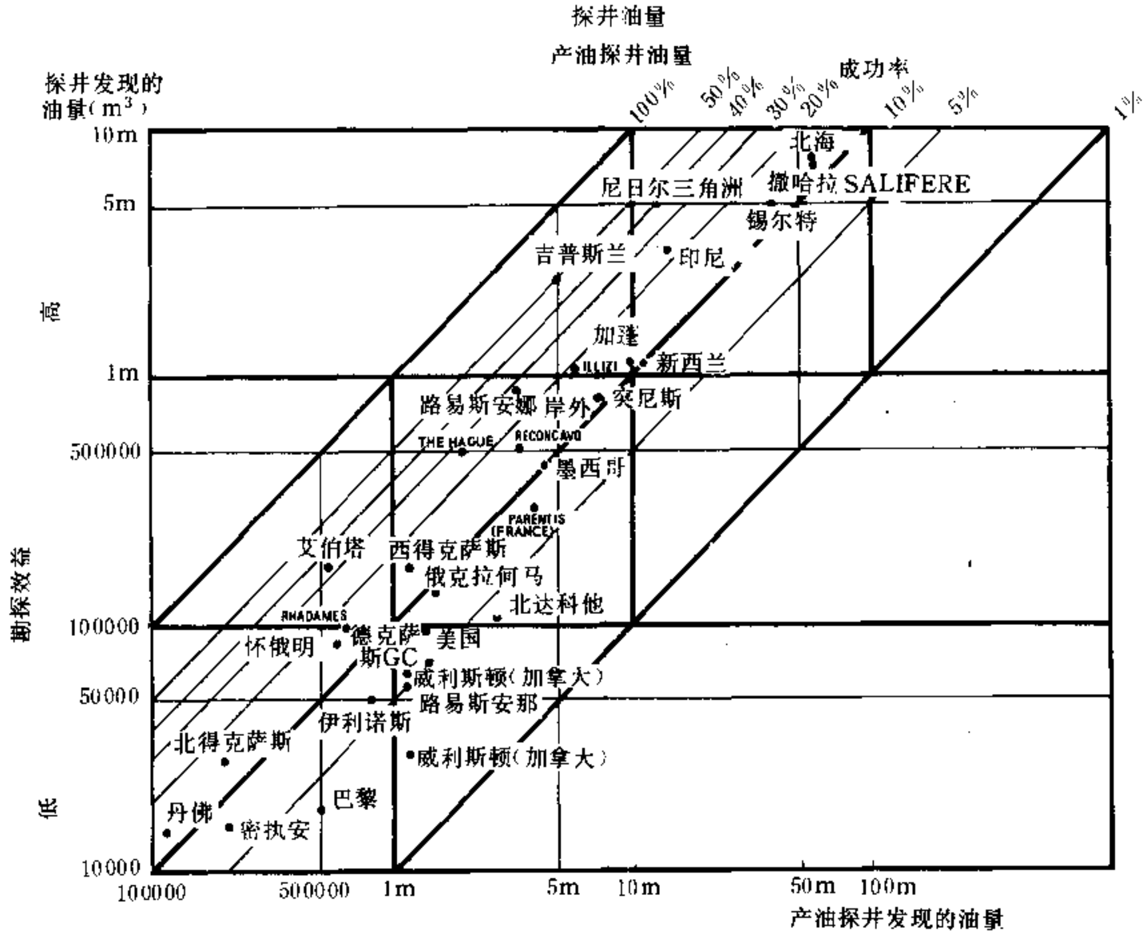


图 215 表示成功率与勘探效益和平均发现的图解

澳大利亚昆士兰东南部的 Roma 油气区提供了一个地层圈闭勘探的例子。此油气区呈方形，面积为 10000km²，是一个稳定地台型盆地，从三叠系至第三系沉积较薄，厚度 1500~2500m。主要由泥灰岩、粉砂岩、砂岩组成的沉积岩层中存在 6 个区域不整合面。岩层逐渐沉积在泥盆系基底浅滩上，在晚侏罗世时（Evergreen 层）覆盖盆地边缘，上侏罗统是盆地的主要生油层。

砂岩储集层一般较薄且不连续，为河流相或滨海相沉积；孔隙度中等，渗透率局部达几个达西。共有十多个产层，但油气主要来自晚侏罗世的河流相砂岩沉积层；它覆盖在晚侏罗世末才被淹没的基底高带上。

此盆地很少或没有构造圈闭，主要圈闭是常与构造因素有关的地层尖灭。所有这些圈闭的面积和闭合度都很小。

第一次发现天然气追溯到 1900 年。在 1970 年打了近 270 口井，只发现 36 个总储量为 7Gm³ 的气田。效率是很低的：如果成功率达 30%，天然气平均发现只提高至 200Mm³，每

口探井平均气量为26Mm³。1970年产气250Mm³。这种类型的盆地和圈闭很能说明稳定盆地的储量中下而勘探艰巨。只有打许多井才能发现存在于这类盆地中的一些储量。相反在此情况下钻井进尺很快而且便宜；其钻井周期为6个月至6天（据TRADES，1971）。

断陷盆地是十分吸引人的勘探领域。其优点是有利于生油层的形成，强烈的成岩作用以及很好的封闭条件；其缺点是储集层差。

一种特殊情况，但可作为判断深水近海勘探的例子，这就是特别富的洛杉矶盆地，其质量好且含烃丰富的储集层由沉积在几百米深处的浊流砂岩组成。对这个油苗多和背斜多的油气区的勘探，从1880年经过地面普查和寻找"走向"后便开始。至1949年末，在1377口井中只有41口探井产油，但这3%的成功率却发现超过1200Mt油，相当于每口探井1Mt及每口产油探井30Mt。约有1Gm³是通过地面地质设井位找到的（OWEN，1975）。

当这种断陷盆地产油时，有1／3为大型油田，这些大型油田的储量占盆地总储量的60～90%（KLEMME，1971）。因而从地层角度看，在选择勘探对象时，重要的是首先把它列为勘探重点。

在这些条件中，勘探效益高，特别在海相盆地，它通过系统地震能很快揭示大部分目的层（例如Cook Inlet盆地、吉普斯兰盆地、Dampier盆地）。特别是开阔海盆地有巨大的吸引力，但也有一定的风险。不要忘记与吉普斯兰盆地邻近的Ottway盆地，Cuanza盆地，Cabinde盆地，Barrow盆地，Dampier地台，以及在每种情况下都能合理解释的一些地质交汇点。

新生代三角洲盆地一般为气田，少有大油田，通常含烃丰富。因而其勘探期很长。成功率一般较高（25%～50%），每口井的平均发现较低，尼日利亚为10Mt，路易斯安那滨海为0.3Mt，Burgos墨西哥盆地为0.5Gm³气，墨西哥东北部的气田平均为2Gm³，集中总储量一半的Reynosa"大"气田只有1Gm³（1938～1954年）。

如果我们把这些第三系油气区资料单独与如加拿大西部白垩系或丹佛盆地比较，则在此范围内，沉降看来是油气丰富的一个条件。

综合这些资料可看出：常成为大型油气区的产地集中的富油气区的勘探效益一般较高（超过每口井1Mt），而勘探费用最低、聚集分散的贫油气区勘探效益低（平均每口井低于1Mt），而勘探费用高。

4.1.2 地理因素

与人们想象的相反，地理条件对陆地勘探效益影响很少，KLEMME（1971）指出，许多同类例子中，在丛林和沙漠之间勘探速度变化很小；然而地理条件却对勘探费用影响很大，相反由于海上地震的效率、速度高，容易使海上和陆地勘探之间的效益和策略都有明显的差别。

在产地集中的油气区，如北海、吉普斯兰或Cook Inket等，勘探效果高，能补偿高昂的钻井费用，并最终使勘探费用相对小。因而，虽然北海每口井的勘探效益高达4.5Mt，且只有12%的成功率，但找油费用仅为3F／m³（HERITIER，1975），Cook Inlet油气区为15F／t（KLEMME，1971）。

吉普斯兰盆地的勘探特别容易和快速。勘探以18000mile航测和5320mile地震开始，这相当于在钻井前的投资为6F／km²（WEEKS，1969）。从1964年末开始钻井很快在第一口井发现气（Barracouta），随后又打一口评价井，第二口井是干井，第三口井发现气（Marlin），随后打了两口评价井，第四口井和第五口井找到Kingfish和Halibut油田

(OWEN，1975)。

1964 年 12 月～1967 年 9 月打了 6 口探井，有 4 口找到大油气田，总共发现 250Mt 油和 270Gm^3 气，成功率为 80%，新区勘探效益为 25Mt／井。1967～1976 年还钻了 34 口探井，其中有 10 口扩边井，但发现不多。然后勘探效益逐渐降低，而地球物理资料又能很快确定主要目标的系统特征。发现油田的费用仍很低，每桶 0.005～0.02＄（KLEMME，1971）。

4.1.3 时间和技术进步因素

全世界一半的油是在 1964 年以后发现的。有越来越多的产油气盆地，但勘探成功率逐渐减少，主要由于易发现的圈闭越来越少。普遍的情况是在已知的盆地中，勘探效益随着勘探程度的增加而降低。所有统计都证明这一点，只有在发现一种新型的圈闭或（和）用新的技术时例外。

1900～1970 年，美国三个油气区所发现的油田体积的变化非常清楚地表明一个盆地的勘探历史（图 216）。我们注意到，在拥有几个大油田的中大陆和伊利诺斯两个油气区中，最重要的发现是在勘探最初年代；继后所发现的油田的体积就迅速变小。

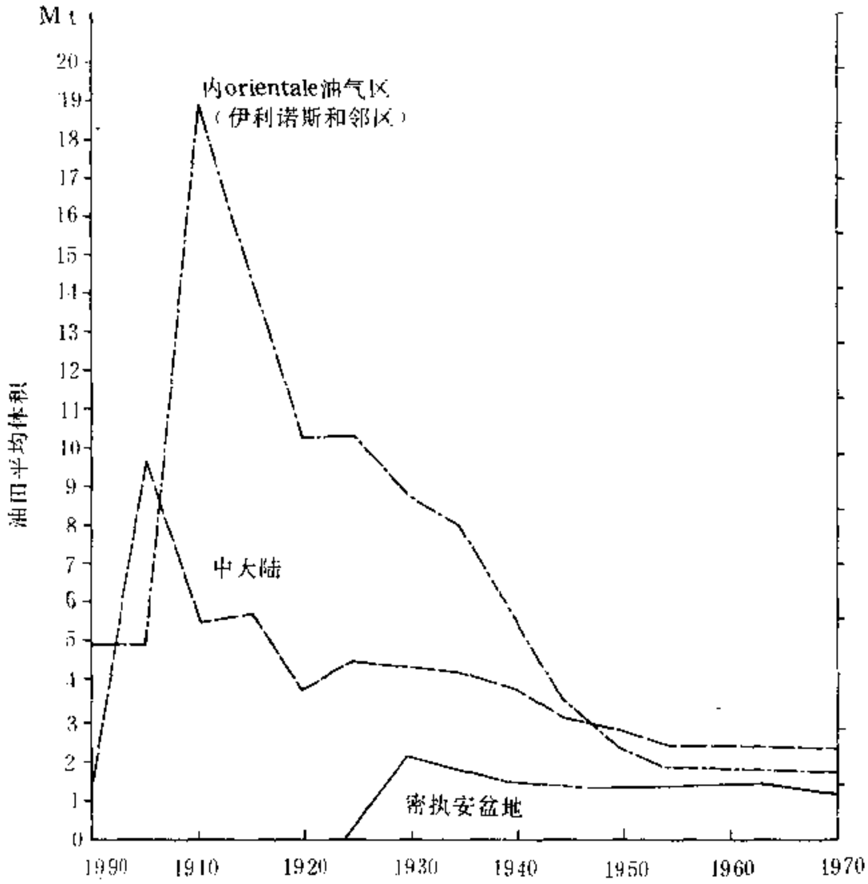


图 216　1900～1970 年在密执安、中大陆和内 Orientale（伊利诺斯和邻区）三个油气区发现的油田平均体积的变化（据 VINKOVETSKY，1979）

产地分散和储集层较差的密执安盆地在各年代所发现的油田体积变化均不大。如果我们详细分析这个盆地在勘探不同时期所发现的 95 个油田的分布，我们可以看到几百万桶储量

的小油田的数目有规则地增加，而较大油田的数目则停滞不前（图 129）。这种相似情况在保德河盆地也有（VINKOVETSKY，1979）。美国 48 个州也有更复杂和更大量的相似的历史图解。

另一个这样的好例子是艾伯塔油气区在新区探井所发现的油田数的递减情况（图 217）。

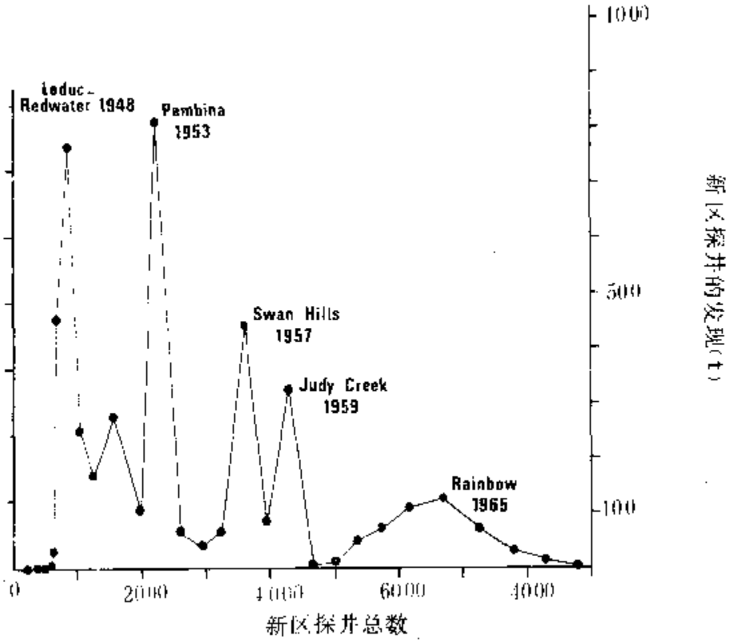


图 217 艾伯塔油气区新区探井平均发现的变化（据 RYAN，1973）

美国全部统计（阿拉斯加除外）表明，总成功率较稳定（约 10%），但净成功率则有规律地大幅度降低，"有意义"的成功数从 1945 年的 3.5%降至 1972 年的 1.5%（OWEN，1975）。这过程表现技术进步使逐渐枯竭的油气区获得新生。同时，勘探费用则倾向有规律提高。例如落基山油气区的勘探费用在 1942 年为＄0.43，而在 1957 年升至＄1.73，伊利诺斯油气区和密执安油气区同时期从＄0.73 升至＄3.76（LOVEJOY 和 HOMAN，1963）。

在大多数情况下，对盆地的认识越容易、越快，即盆地的结构越简单，勘探效益降低得更明显。因而，产地集中和有大构造的地台型盆地比有些圈闭（构造或地层圈闭）和（或）岩相变化大的盆地枯竭得更快。在后一种盆地中，尤其有礁、盐丘、生长断层时，勘探进展总是较缓慢和较困难，但在较长期间可以存在成功的希望。显然对沉积岩认识的困难，例如对盐丘的认识，将使人们加深研究以发现更大的油田。

此外应指出的是，不论沉积环境如何，主要是由于技术进步使勘探节奏逐渐加快，使勘探井始至第一次发现的间隔越来越短（KLEMME，1971）。但本书作者加上一句"被勘探的盆地越来越多，油越来越少"。

这初探至发现的间隔主要与盆地的地质特征有关，与技术进步也有关。

对前一点，COUSTAU（1975）从统计方面分析，第一次发现前的勘探体积，对以后才认识到是极富油气区来说，其勘探程度普遍很低（平均 10000km^2 只有 1.2 口探井），而对贫油气区来说，勘探程度却很高，而且常很分散（平均 10000km^{2}8.76 口井，比前者高 7.5 倍）。

我们只能以实际沉积岩体积和已进行勘探的体积的关系来有效评价一个盆地的勘探程度，即通过在地震确定的深度上钻探来认识。这所有的钻探部位大部分是未知领域。技术进步，特别是地震技术的进步，给部分勘探的地方开辟了新的地带。但不应该对一切盆地都用相同的准则，而应要根据盆地特征采用不同的评价标准。

澳大利亚西北部地台提供了一个用技术来逐渐克服困难的例子。在此辽阔的大陆架上，经过航空磁力勘测证实有大沉积岩体存在后，于1964年开始进行地震勘测。地震数据处理、计算和定位困难都很大，但都逐一得到解决。至1971年末，已在380000km^{2}范围内完成28000mile测线。初期所钻的10口井都令人失望。相反，1971年5月～1972年6月所钻的11口井取得总储量为350Gm^{3}湿气的五个商业性气田和其它三个应由评价井控制的"成功"发现（OWEN，1975）。在此之后，人们的勘探热情转移到Exmouth大陆架，勘探达到1000m水深，人们希望在这儿发现更富的油田。

几点说明

一切勘探均是技术征服自然的战斗，应该熟悉对象，即充分了解地质和油气的地质动力情况。在一新区常很难正确制订出用于指导勘探的方案。这样的方案经常受经验或受新近勘探的邻区的表面相似性所影响。但这种基于地质认识上的相似性常常是片面的，用于对该区的勘探常会失败，所以常是靠不住的和虚假的。在很多情况下，决定勘探的对象强烈地直接受第一批显示的影响，即通常受第一批油井的影响，经验证实，这些首批显示常只引导人们走弯路，常很难判断油苗的真实含意。

因而应避免过早地采用勘探方案；宁可通过大网络的地震和钻井来对探区进行全面的勘测和取样，以便与已知的方案进行更好的比较。已经有很多由于过早采用勘探方案而导致推迟很多年才找到油的失败例子。我们特别想到在委内瑞拉开始勘探时的情况，特别是马拉开波盆地，1922～1943年73家石油公司对以后被揭示为极富油气区的钻探只有3家取得成功（OWEN，1975）。

我们常忘记阿尔及利亚撒哈拉北部在发现H.Messaoud油田前共打了20口干井。当然，技术上的难度，尤其是地震不能确定圈闭和钻探三叠系泥岩层的困难是失败的主要原因。但由于在泥盆系出现油苗而吸引人们在西部钻井也是失败的原因，而泥盆系地层随后被证实缺乏储集层。

确定勘探模式常是棘手的，常充满偶然性，有时导致巨大的失败。我们很清楚北阿拉斯加的勘探历史：1944～1953年在山脉丘陵地带的18个构造上打了37口井，只找到10Mt储量；1963～1967年打了9口干井后最终找到2Gt储量的普拉德霍湾油田和在盆地的极其特殊地带中找到相当的气。正是由于这巨大型油田，勘探效益仍很高，勘探费用仍很低（OWEN，1975）。

我们了解西加拿大的勘探盛衰，经过20年的努力打了133口探井才找到Leduc大油田，这是在最初发现Turner Valley油田后所发现的第一个大油田。这儿的困难是目的层为地层圈闭，地震也很难准确地圈定。在地质背景完全不同的尼日利亚，由于相似的原因开始勘探时也遇到困难。

在秘鲁东部，1937～1950年共做了3000km的地震测线，打了8口干井，其中最后一口干井Tiputini 1井距离以后几年发现的、并以此井名命名的油田仅7km。所钻的大部分构造是山脉丘陵地带的断裂背斜，这些背斜受活跃的水力冲刷。1961～1972年新勘探集团钻了20口探井，发现总储量大于450Mt的11个油田。勘探投资高达140M＄，每桶油费

用为 0.04＄，成功率为 0.55，平均勘探效益每口探井超过 25Mt。其它勘探集团同时在邻近地带钻探的运气较差，打了 15 口探井只找到三个油田，许多发现均是非商业性的 (DUFFAUD，1970；OWEN，1975)。

我们可能不大清楚西西伯利亚的石油勘探成功历史，这段历史最近由 TROFIMUK (1974) 总结。1932 年，伟大的石油地质家古勃金首先提出乌拉尔边缘的中生代煤相应朝东向盆地中部过渡为油相的假设。但这一认识在战前没有得到重视。1948 年，由 KOUDRIATSEV 主编的总结报告把伏尔加区作为试验区，第一批打在盆地南部的井都是干井。然后在 1953 年末却在盆地西缘的一个构造的侏罗系中发现一个小气田。这一成功导致在此地带的快速勘探，但无结果。7 年后，即 1961 年，在盆地中部，鄂毕地区的下白垩统中首次发现大油田。这以后每年都有巨大的成功，今天此油气区被列为世界第二位或第三位。

如果有正确的勘探思路，那么，一旦认识了油田的分布规律，发现油田的好运就会接踵而至，成功率就很高。

规律通常是构造分布规律；它也可能是砂岩延伸、礁相、盖层的地层和沉积规律。例如礁"走向"的发现服从此规律。在密执安和艾伯塔的勘探在踌躇了许多年后，有了指导勘探的思路，排除了犹豫，采用地震方法，在数年后勘探成功率达 30～40%，在 Rainbow 甚至达 57% (OWEN，1975)。

在伊朗西部，Salawati 盆地的勘探也经历了艰难历程。

1935～1960 年为第一勘探阶段。1936 年第一口井打在地面油苗很多的背斜上；在中新统孔隙很发育的 130m 深水石灰岩中发现 19°API 的重油：这就是 Klamono 油田。油层是在 420m 高的礁顶。油田产油略小于 5Mt。在此成功后，又打了 25 口探井均是干井，只找到两个非商业性产层。通过重新解释所有这些探井的资料，并对地貌进行了研究之后，由另一石油集团在 1970 年发动新的勘探回合。1972 年打了第一口井并发现 Kasim 油田，圈闭是中新统礁；第一年打了 13 口井，其中 6 口为探井，7 口井出油。在其它礁块上相继发现 Jana、Walio 和 Kasim Vtara 三个油田，油井日产量达 20000～32000 桶，这一次找到了指导勘探的思路，勘探效益也高，但这思路是经过很长时间才得到的，而且只是依靠对以前勘探资料的再解释 (VINCELETTE 和 SOEPARJADI，1976)。

这种油气分布规律较清楚，较容易揭示。实际上有时油气分布不规则，或只限于局部，这就是通常遇到的稳定地台型盆地的情况；它可能是复杂地质事件的结果，如岩相、构造和油气散失等突变，这是特别困难的情况。这就是阿奎坦盆地 (Parentis 盆地除外) 的情况，差不多每次成功都是在同一的情况下取得，储集层、盖层以及生油层看起来很多，但常常不连续。

显然，这通常是勘探条件最差的最贫油气区。

小结

盆地特性决定某些沉积、地球化学和构造条件，而盆地类型决定其含油气性。这对大型油气区或一些典型的贫油气区，特别对稳定地台油气区都较明显。油藏的存在受到太多可变因素的影响，因而主要规律不能只从盆地地质中探索，但不论什么情况，地质历史的特殊性总是起主要作用。因而数量有限的几种石油地质模型的出现与盆地类型无关。

勘探结果和一个油气区的含油气性之间的关系很少是非常紧密的。我们注意到，勘探效益和含油气丰富程度之间的相关性小，但其与产地类型的关系密切；平均看来，产地越集中

找到的油越多，反之，产地越分散找到的油越少。

我们发现，在表达勘探效益的成功率、每口探井所发现的油气平均量和所发现平均油田数这三个参数之间肯定有相关性，每项参数之间的关系主要由产地类型来确定，因而在某种程度上，它是由盆地类型决定的。相反，我们没有发现在一定期间内，在勘探效益和勘探努力之间有任何关系，经过一段摸索后，勘探效益随时间而降低。

我们的勘探策略应以地质特性为依据，而不是勘探程度；以简单的探井密度来判断对一个盆地的认识程度将会一无所获。确实，一个构造复杂和岩相变化快的油气区需要高的勘探程度，但高勘探程度对具有宽广平缓背斜隆起的克拉通盆地不会带来额外的明显效果。中东和美国的单位面积探井数现在是 1 比 100，我们很难想象波斯湾国家需要打与北美一样多的探井来寻找它们的石油财富。相反只有美国 1／50 勘探程度的欧洲可以也必须有效地加强勘探。

确实，对所有盆地来讲，高勘探程度会找到不可忽视的额外储量。在美国，大油田（超过 100Mbbl）只生产总油量的 50%，然而全世界的巨型油田（超过 500Mbbl）却拥有超过 3／4 的累积储量（OWEN，1975）。

产地分散使成功机会均等，如果勘探面积不太小，可以有很多参与者共同勘探成功。相反，在产地集中的情况下，尤其是油气区不很肥或成功机会不大时，较合理的是在一块较大的面积上由较少的参与者来追逐较少的猎物。

这些概括性的认识显然要通过对盆地的高勘探程度才能达到：大圈闭一般是在勘探第一年中发现的，盆地结构越简单，勘探越容易和越有效，但有大起伏的地台油气区的情况则较为不同。

在多样性和新奇性面前，我们是否想说，在我们目前的认识状况下，对难以预测的油气区很难作出较准确的判断。在这方面经验是不容置疑的最宝贵财富，只有过去分析过的已知的多样化情况能引导我们的想象。在这方面，对设想的犹豫不决要比对分析和测定的不准确更糟。

确实，所有地质家都是或多或少有意识地循着相同的方式推理，勘探区的地质和石油资料越准确，作为参考的其它盆地例子选得越准，则这推理越正确。尤其是海上探区更是如此，这要归功于海上地震勘探资料。这意味着在每一勘探阶段，包括信息很少和很分散的初探阶段，当我们整理一大批资料时，需要把我们整理的资料综合和勾画或详细地画出研究区的画像以便更好地寻找对比的对象。经常综合分析并以新观点来重新解释一个盆地会得到很大的收益。常常从一件特殊的事件中确定油田存在的空间和（或）时间的关系。这就是会带来成功的严格分析的创见。

尽管地质和地球物理方法存在缺点和不确定性，但我们低成效的勘探成功率（技术进步常常只能补偿远景储量的减少）还是大大地超过风险勘探的成功率。

比较风险井的观察资料（或历史资料）与理论模型的计算值，最终能获得一些启发。由 VINKOVETSKY（1979）建立的图 218 曲线首先展示勘探效益和勘探结果是同步的。我们特别注意到发现油田的体积增长得很快，实际上并保持住较高的水平上，就是说，要考虑由风险资料得出的地质认识。勘探效益在勘探初期明显较高，但却比理论模型降低得还快。重要的是要提高对盆地的地质认识程度，特别是要征服未知部分。

一般情况是，我们确实倾向于低估干井或生产井提供的地质信息的数量和质量，也低估概念和技术的进步。地质信息是极珍贵的财富，但这些信息并不总是得到应有的重视。例如

解释地震剖面常不考虑剖面所提供的地质资料，而在盆地的历史和古地理方面，地质资料并不总是受到足够的重视。

我们没有列举用新技术揭示盆地深部的勘探例子。这种勘探也要有新的概念。一切技术进步只有引人新概念才能更好发挥优势。

相信单纯建立在碰运气的方法能比集中人类智慧更有效是极其悲观的想法。几千年来文明历史证明这种思维方式是错误的。

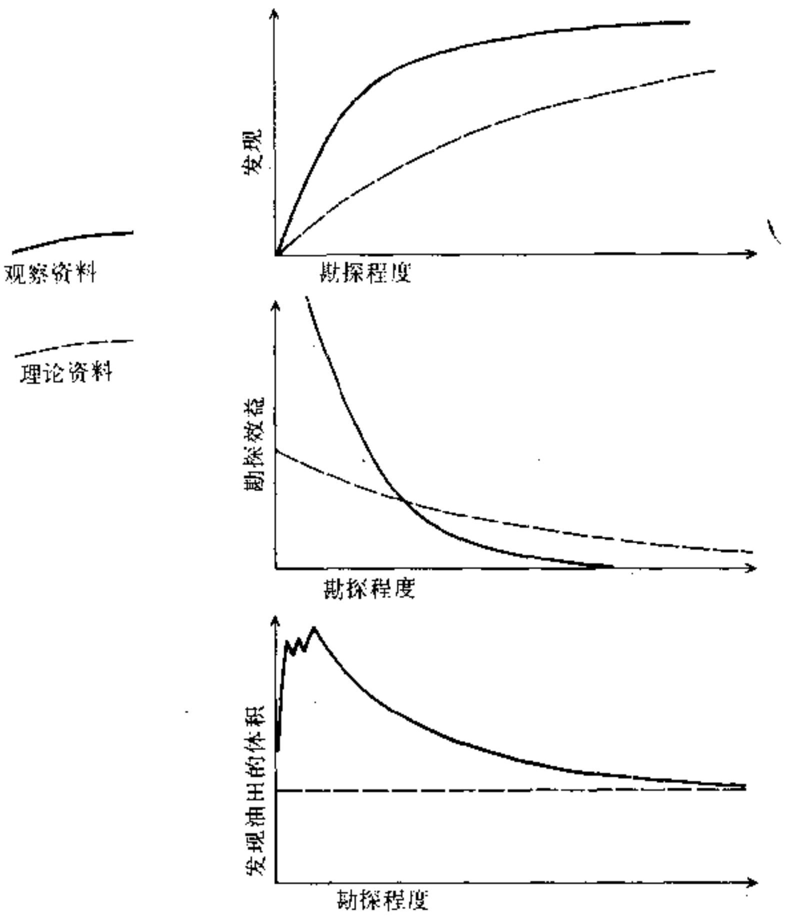


图 218　各种勘探参数的理论值（钻井模型）和历史观察值随勘探程度的变化图（据 VINKOVETSKY，1979）

4.2 美 国 实 例

对一个沉积盆地和一个油气区的认识与勘探程度有关，尤其是与钻井数有关，当然勘探程度受盆地性质影响，也受油气产地类型影响。全世界很少象美国和加拿大那样在油气区打那么多口井，因而，北美盆地是制定其它油气区勘探战略时特别有用的模式系列。这显然是把美国 48 个州和加拿大油气区作为典型的原因。

4.2.1 地质和油气资料

美国含油气沉积盆地共占 8Mkm^2 多一些，6.6Mkm^2 在陆地，1.4Mkm^2 在海上（至

200m 水深）。48 个州的盆地面积为 6.5Mkm^2，其中陆地 6Mkm^2，阿拉斯加约 1.5Mkm^2。这面积数字约为全世界沉积面积的 10%。实际上，只有 2.6Mkm^2 为有集中勘探价值的富区。

加拿大盆地在陆上和海上（大陆架斜坡）的面积为 7Mkm^2，其中 1.7Mkm^2 是主要的油气区。沉积岩体积分别为 20 和 4Mkm^3。

北美沉积盆地以数量及其油气区的多样化著名，例如美国有宽阔的稳定地台盆地，如密执安或威利斯顿；有褶皱大起伏的盆地，如中大陆和西得克萨斯；有巨厚柱状沉积盆地，如湾岸；有象落基山内的山间地堑，加利福尼亚的活动边缘盆地，产层岩系从寒武系至更新统，基本无间断。

北美油田包括一切类型的油气圈闭："如教科书中所述"的背斜在落基山、阿巴拉契亚、加利福尼亚等油田都有，不整合背斜的如中大陆油田，落基山油田的上冲断层圈闭和蚌壳储集层，湾岸油田的盐丘和断层圈闭，西得克萨斯、密执安、艾伯塔的礁圈闭，中大陆、东得克萨斯，东落基山的砂体尖灭，加利福尼亚和特拉华盆地的浊流岩圈闭。

勘探结果

美国从勘探开始至现在已经发现 21Gt 油，已累计采出 17Gt，尚余 4Gt 储量，发现 20000Gm^3 气，已开采 15.5$Gm^3$❶ 即占世界累积采气量的 1／3，尚余 5$Gm^3$❷ 储量。

48 个州所发现的油气丰富程度平均为 2500t／km^2，全美国为 3250t／km^2，气为 3M^3／km^2，所发现的气／油为 0.9（可采储量），油的平均采收率为 32%（俄亥俄平均为 13.5%，东得克萨斯平均为 65%）。

各个盆地的平均值有极大的差异，例如太平洋沿岸油气区、西得克萨斯和湾岸大于 8000t／km^2，而阿巴拉契亚只有 700t／km^2，密执安 300t／km^2，西落基山 265t／km^2。

这 21Gt 油分散在近 26000 个"有意义"的油田中。48 个州的油气田及数量按正常对数规律分布如下（IVANHOE，1976）：2 个，＞560Mt 油或等量气；45 个，560～70Mt 油或等量气；216 个 70～14Mt 油或等量气；600 个，14～7Mt 油或等量气；1500 个，7～3.5Mt 油或等量气；4000 个，3.5～1.4Mt 油或等量气；约 30000 个，＜1.4Mt 油或等量气。

根据《油气杂志》年表，储量大于 100Mbbl 或 14Mt 的油田有 270 个，占约 2／3 总储量，超过 200Mbbl 或 28Mt 的油田超过一半；因而可以看出一半的储量分散在储量小于 28Mt 的油田中。

根据 AAPG 资料（1976 年 8 月刊 1177 页），在 1945～1969 年间发现的油田只有 20% 是储量大于 1Mbbl（0.14Mt），显然，80%的油田储量低于 1Mbbl。

此外，美国所找到的 40%储量是分布在大油田（70Mt）中，而全世界大油田的储量占总储量的 70%。

加拿大

1946～1970 年，在加拿大各油气区共发现 2250Mt 油和 2400Gm^3 气，平均油气丰富程度为每平方公里 1600Mt 油及 1.75Mm^3 气。

油田分布如下：A 级油田（＞7Mt）81 个；B 级油田（7～3.5Mt）54 个；C 级油田（3.5～1.4Mt）121 个；D 级油田（1.4～0.14Mt）637 个。

---

❶应为 15500Gm^3。——校者注

❷应为 5000Gm^3。——校者注

超过 1Mbbl 储量的总油田数为 893 个，储量更低的油田为 952 个。换句话说 1／2 油田的总储量约占全国储量的 1／100，而最大油田（有 4%）却占有储量的 72%。

4.2.2 勘探工作量和勘探效益

4.2.2.1 勘探工作量

美国估计打了 2425000 口井，其中近 650000 口探井，美国从开始勘探至现在的钻井总数相当于全世界钻井数的 3／4；482000 口探井是在 1945 年以后钻的，其中有 174000 口“新区探井”（GROSSLING，1976）。这钻井总数相当于在 48 个州内 10000km^2 打 750 口井的勘探程度，其中 300 口井是 1945 年以后打的，即每年每 10000km^2 平均打 7 口井。探井的平均井深从 1946 年的 4000ft 增至 1975 年的 6000ft。

我们知道地球物理的勘探程度永远不会象钻井的那样高。1945～1958 年，在全美国做了 350000 周／队地震，大约每 10000km^{2}630 周／队，以 157000 口探井算，平均为每口井 2.2 周／队。

落基山油气区为 7，路易斯安那为 4.5，阿巴拉契亚、密执安、伊利诺斯、加利福尼亚只有 0.1。

在西加拿大，从 1946 至 1970 年共打了 14500 口新区探井，平均 10000km^2 打井 108 口。

4.2.2.2 勘探效益

1945～1975 年：在美国 48 个州找到 12Gt 油，13.4Tm^3 气；在加拿大找到 2.2Gt 油，2.4Tm^3 气。

以新区探井所找到的储量表示的勘探平均效益：在美国，174000 口井找到 12Gt 油，即每口探井找到 70000t 油；174000 口井找到 13.4Tm^3 气，即每口探井找到 77Mm^3 气；在加拿大，每口探井找到 156000t 油和 163Mm^3 气。

此数值是历年平均值，1946～1948 年勘探效益曾达到 200000t／井，但在 1960 年却降至 50000～40000t／井。

若从勘探成功率看，美国 1945～1975 年所钻的新区探井的出油井 11258 口、出气井 4983 口。勘探毛成功率为：油 0.06、气 0.03，总成功率为 0.09。这些数据是根据平均发现为 1Mt 油和 2.7Gm^3 气的中等油气田的统计得出的。

如果只考虑发现 1Mbbl 油或等量气的探井或“有意义”的发现，则成功率降至油 0.01，气 0.008。相当于发现 7Mt 油和 10Gm^3 气的油气联合成功率为 2%。

如果只考虑 A 级油田（>7Mt 油或等量气），成功率则降至：10000 口探井有 3 口井发现 A 级油田，10000 口井有 6 口发现 A 级气田，总成功率约为 1／1000。

若我们注意时间过程中的变化，我们就会看到在 1938～1943 年间探井成功率低于 18%（10～18%），从 1944 年开始一般保持高于 18%；然而这相对较高的成功率不应加以渲染：对“新区探井”高于 140000t 油或等量气的“有意义成功”率在 1945 年只有 3.75%；而至 1975 年此成功率逐渐下降至 1.7%（图 219）。累计成功率（即每年的平均值）从 3.75 过渡至 2%。然而 1945～1975 年“有意义”的成功率不是以任意方式递减；我们注意到：发现 A 和 B 级油田的数量较稳定，而 C 和 D 级油田的发现则趋向减少；A 级（>8.5Gm^3）、C 级（4～1.6Gm^3）、尤其是 D 级（1.6～0.16Gm^3）气田的发现比等量的油田的发现减少要慢；无意义油田的发现略微增加；无意义气田的发现大量增加。

也就是说，由于技术进步和井深加大，1945～1950 年加强了钻探，使有意义气田的发

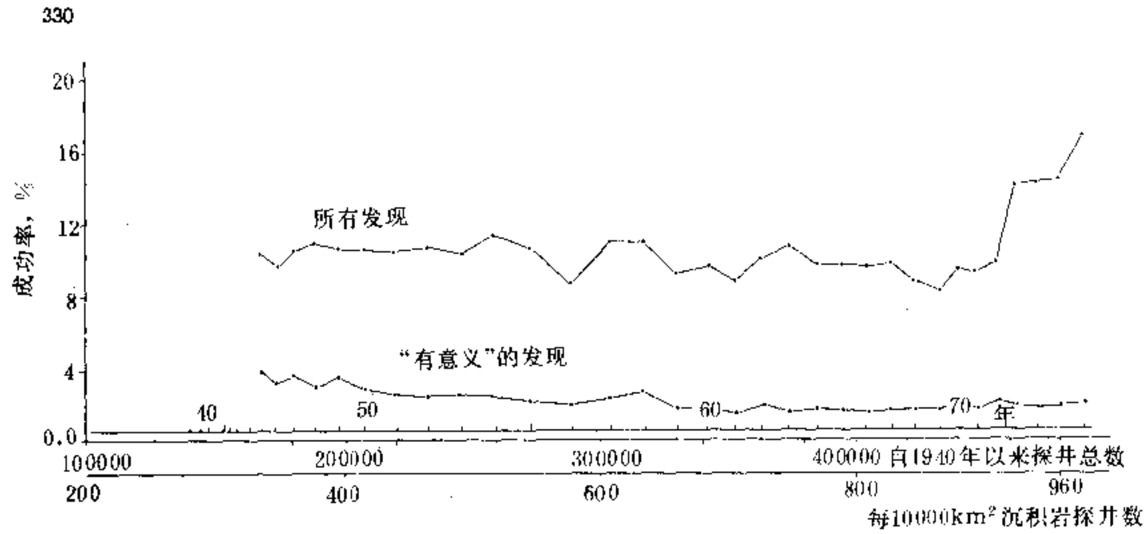


图 219　1945～1976 年美国新区探井成功率的变化（据 H.COUSTOU，未发表）

现数减少变缓，从 1955 年开始刹住了发现大油田的滑坡（这些大油田均位于较隐蔽处），大大地增加无意义的气田的发现；加深钻井在老盆地中能有所发现，从 1800～2000m 开始由于成岩作用增大使渗透率迅速降低；而成岩作用较弱地区的沉积岩系在 3500m 以下深度仍有发现大气田的前景，但由于钻探费用高，钻井很少（COUSTAU，1979，未发表资料）。

1877～1945 年发现大于 100Mbbl 油田的勘探方法资料也引人注意（OWEN，1975）：

勘探方法	油田数	%	储量，Mm^3	%	油田平均，Mm^3
巧　合	17	7.7	1560	15.5	89
地面油苗	38	17.3	1685	17.3	44
"走向"	17	7.7	556	5.7	33
地面构造	50	22.7	607	26.8	52
地下构造	22	10	525	5.4	24
地球物理	76	34.6	2280	28.7	36
总　计	220	100	9200	100	44

从上表看出，通过偶然巧合或地面油苗所找到的大于 14Mt 储量的油田占 1／3、占总储量的 38%。一半的油田是钻探地面构造找到的，占总储量的 2／3。

找到第一批 $10Gm^3$ 油气经历了 66 年（1859～1925），确切地说，用了 20%的井和 8%的总进尺，找到了 $0.93Gm^3$ 油气。勘探效益是每口井 $100000m^3$。

在以后的 12 年（1926～1937 年），用略少于 10%的井找到了另外 $10Gm^3$ 储量。那时由于进行地球物理勘探，使勘探效益平均每口井约 $230000m^3$。

随后的 $10Gm^3$ 是在 13 年（1938～1950 年）内发现的，但用了 1／3 的钻井数，勘探效

益降至每口井 140000m³。

晚期到来以后（1951～1974 年），需要占总井数一半的探井和 3／4 的进尺来发现尚余的 10Gm³ 油气，勘探效益每口井只有 38000m³（据 COUSTAU，未发表报告）。

湾岸的"近海"情况

统计资料表明，1945～1958 年在此地区的 162 口探井中找到 86 个油气田，其中 46 个气田，总储量 350Mt 油和 350Gm³ 气。油气田主要位于路易斯安那外海。

勘探成功率看来较高，在路易斯安那海上达 50～70%，所发现的油田面积较小，平均储量为 9Mt 油和 7.5Gm³ 气。

至 1962 年底，在路易斯安那大陆架，若只把有经济价值的大于 5Mt 的油田计算在内，则毛成功率只有 2%，总成功率为 11%。

在西加拿大，毛成功率平均为 12.6%，有意义的发现（>1Mbbl 或等量气）的成功率为 6%，发现 A 级油田的成功率为 0.5%。

根据别的近似计算法，需要钻：10 口探井来找到 1 个油田或气田；22 口探井来找到 1Mbbl 桶油；56 口探井来找到 10Mbbl 桶油；95 口探井来找到 25Mbbl 桶油；185 口探井来找到 50Mbbl 桶油（据加拿大石油协会资料）。

4.2.2.3 勘探前景

虽然钻井密度很大，但在美国 48 个州（包括近海至 200m 水深处）找到估计为 4Gm³ 油和 7Tm³ 气的残余储量的几率为 95%；要找到估计为 13Gm³ 油和 16Gm³ 气的残余储量的几率为 5%。概括这些数字，肯定还有 10Gm³ 油气待发现，可能还有 30Gm³（包括提高采收率采出的油）。

这些新储量加上已累计采出的 15Gt 油和已证实的 5Gt 储量使最终可发现储量超过 30Gt 油和 34Tm³ 气，这数字相当每平方公里 4000t 和 4Mm³ 的平均油气丰富程度。阿巴拉契亚油气区、密执安油气区、西落基山油气区的最终剩余油气丰富程度为 800t／km²；而加利福尼亚盆地和湾岸以及西得克萨斯盆地的达 10000～11000t／km²。应注意的是可望找到的储量可能与上述数值相当，或甚至相等于勘探程度很高的密执安或落基山北部油气区的累积储量，或相当于阿巴拉契亚油气区或太平洋沿岸盆地储量的 40%，二叠盆地的 20%（USGS，725 期，1975）（表 3）。

美国地质学家普遍倾向于在已证实有油气的老区提高采收率比在勘探程度低或未勘探的新区找油更合算，尽管老区井的密度很大。

当他们考虑到 1951～1974 年为找到最后 10Gm³ 油气所付出的努力时，他们认识到要找到 10～30Gm³ 剩余储量时就需要投入大量的钱和钢铁。

在加拿大，最近（1977 年）对陆盆和大陆架的常规油气资源估计要低于 1973 年的研究结果，找到 3.5Gt 的可能性为 90%，6Gt 的可能性只有 10%，4.15Gt 的可能性则为 50%。

找天然气的希望估计为：6400Gm³ 有 90% 机会实现；7750Gm³ 有 50% 机会实现；10600Gm³ 有 10%机会实现。

有 50%可能性的油气田大部分在最困难的三个开拓区，马更些三角洲、Beaufort 海（极地岛）和 Labrador 大陆架，这三个地区可能藏有 1.9Gt 油（1.08～3.55Gt）和 3855Gm³ 气（2240～7000Gm³）。

加拿大西部已经找到 2.55Gt 油和 2400Gm³ 气，分散在 3000 个油气田，可能还能找到 0.5Gt 油（0.4～0.8Gt）和 330Gm³ 气（110～600Gm³）。看来三个开拓区的总资源超过油气

丰富程度平均达 1800~2200t/km^2 的西加拿大。

表 3　美国各油气区找到的油（Mt）（据 USGS　725 期通报）

	累积产量	剩余量	发现量	面　积（1000km^2）	发现量/km^2	待　发现　量	最　终发现量	每 km^2 最终发现量
陆地阿拉斯加	21	1394	1415	650	2177	1700	3115	4800
太平洋沿岸州	2135	530	2666	320	8331	1000	3600	11250
西落基山	156	70	227	855	265	500	700	820
北落基山	843	240	1083	930	1164	1000	2000	2150
西得克萨斯和新墨西哥东北	3000	1260	4261	500	8522	1120	5300	10600
西湾岸	4390	1072	5462	620	8809	1120	6600	10650
中大陆	2408	282	2690	1150	2340	840	3500	3040
密执安	90	13	103	315	327	140	250	800
东内部	608	42	650	430	1512	140	800	1860
阿巴拉契亚	355	31	386	530	728	140	420	800
48 个州	13985	3556	17451	5950	2948	6160	23700	4000
48 个州和阿拉斯加	14006	4950	18956	6600	2872	7840	26800	4000
近海阿拉斯加	63	22	85	820		2200	2200	2700
太平洋	210	156	366	46	7956	420	800	17400
湾岸	580	315	895	290	3086	700	1600	5500
海上	789	473	1262	603	2092	1540	2800	4660
海上和阿拉斯加	853	494	1346	1427	943	3640	5000	3500
48 个州	14770	4022	18802	6555	2868	7700	26500	4040
美国	14860	5444	20304	8030	2490	11500	31500	3900

这一油气资源估计不包括加拿大非常规产物：沥青砂油、重油的大陆架以外的油。我们知道沥青砂油在加拿大特别重要，估计有 9.4~24Gt 油可从砂中提出，其中有 3.8Gt 油从露天矿开采，但报道者认为“在短期和中期内，油砂不会作为我们原油供应的主要方面”（加拿大资源和矿产、能源，1977）。

结　　论

北美沉积盆地，特别是 48 个州以及加拿大的油气区盆地是从贫到富的中等油气区的极好样板，但不象中东油气区那样异常高产。这些盆地所打的探井比其它大陆多 10 倍至 100

倍，虽然平均效益较低，但这种集中勘探能找到可开采的有经济价值的油和气。其成功是由于:“刺激性”的矿业法律；大多数是成本低的浅井；工业地面设施特别稠密；竞争气氛浓并富冒险精神，甚至有时会导致一定浪费。

美国不存在什么奇迹，它只是一个寻找新油田的典范，一个不应盲目追随的典范，但可根据本地情况加以借鉴。

勘探有远景的目标就要钻很多井，这就迫使我们对地下作细致的研究，在勘探狩猎中要有坚韧不拔的精神，对勘探对象要有深入的认识，并有丰富的想象力以提出新假设。

应懂得经常提出认为可被接纳的观点以及开阔的新思路，永远不要忽视常被看作“死区”的岩系，并经常保持慎重和灵活。

美国的例子给我们指出，当经济和技术条件有利时，加密勘探就能发现大量的新储量，不仅是一些边缘油田。换句话说，在财政有利的背景下，低的勘探效益也会得到有价值的经济成功。

4.3 油气最终资源量

地质学家目前面临的最大问题是估计今后几十年油气产量。定量评价这种尚未发现的储量对预测全球未来油气需求十分必要，而且也为在最有希望成功地区的勘探指引方向。

这种地质学家经常从事的事业显然是个谜，并且变化莫测：首先是地质方面，这涉及到盆地特征和勘探区域；技术方面，这涉及勘探和开发工具和方法的进步；经济方面，特别与原油价格，财政以及政治条件有联系。

4.3.1 储量和资源量定义

不同等级储量的定义主要根据地质认识程度和技术、经济标准来确定。

根据地质认识程度，我们习惯于从已知向未知分为三个主要等级（表 3）。

证实储量是通过钻井和探边井及可靠的地震资料经定性和定量（20%）测得；英美叫“探明”和“推定”储量，苏联叫 A 级和 B 级储量。从概率上定义为有 80%的可能性达到或超过此量（表 4）。

表 4　不同等级的储量和资源量

<table>
<tr><td rowspan="4">可开采的（经济）</td><td colspan="3">发　现</td><td colspan="2">未　发　现</td></tr>
<tr><td rowspan="3">生　产</td><td colspan="2">储　量</td><td colspan="2"></td></tr>
<tr><td rowspan="2">证　实</td><td rowspan="2">概　略</td><td>已　知　区</td><td>未　知　区</td></tr>
<tr><td>假　定</td><td>推　测</td></tr>
<tr><td>潜在的（次经济）</td><td colspan="3"></td><td colspan="2"></td></tr>
</table>

资源量

100%　可行性

100% ← 地质认识

概略储量是从一口井、一个构造的地球物理资料，也可能从邻近一个或几个地质认识清楚的构造推断估算出来的。概略储量相当于美国的“推测”储量及苏联的 C_1 级和部分 C_2 级储量。这级储量由扩边井和采收技术的进步逐步明确。此级储量的概率为 40～80%。

可能储量或潜在储量，称资源量更合适，就是说根据区域地质标志及与已知油气区的比较来估计未发现的油气区体积，从而从理论上预测其储量，这就是美国的已知区域的“假定”储量及未知区的“推测”储量，苏联的 D_1 和 D_2 储量。通常是，发现此种储量的可能性低于 40%，而且常降至预计的 10%或 5%。

根据技术和经济标志，常分为地质储量和可采储量。

地质储量在开始开发前也叫“积聚”量，代表在地下的油气总体积，一般至少可以部分开发。地质储量的估算主要根据地质数据，更准确地说是根据圈闭的几何形态，含油体积、油层物性，简言之，是根据岩石中烃的聚集，流体的物理和化学性质（压力、GOR 等）。甚至在最有利的情况下，这储量也是从极其分散和有限的测量数据中得到的。

事实上，地质储量和可采储量有紧密的连系，而我们常叫前者为“可动”量，就是说容许部分开采。组成一个油藏必需有最低限度的油气聚积。

可采储量代表在一定期间内容许开采的实际量；以其它术语表示，它是 10～20 年期间预计产量的和。

这“可开发”的概念显然与地质有关，更准确地说，它与油层物性，尤其与其渗透率和流体性质有关；也与开发技术状态或叫“可行性”有关；更与广义上的经济背景（财政、市场、政治……）有关，即与地理上的（自然界的、政治的）和时间上的因素有关，这些技术和经济因素均是紧密联系在一起的。

众所周知，原材料价值的提高是由于开采量的增加受到一定限制，显然，特别是对能源而言，这些可采储量本身在开采上受到需要能源量的节制。

实际上地质储量和可采储量这两大等级是相互紧密联系的，两者并与不同的概率有联系，特别是关系到概略储量和可能储量。后两者同时与地质认识程度和技术及经济变化有关。可采储量的概率，应该在考虑地质因素的同时考虑技术可行性和经济实现的因素。

储量的估算随油田开发越来越精确，而且在一定范围，可采储量的体积与最终累积采油量符合。

在一个油藏的开采范围内，我们习惯于用初始储量或原始储量这些术语，即开发刚开始时的已知储量或在开采期间的累积采油量加上剩余储量。

特别是当关系到整个油田时，累积采油量和剩余储量之和也被称为累计发现量。全部累计发现量和可能被发现的可采储量被称为最终储量或最终资源量。

可采储量的估算特别困难、具偶然性，如油砂、重油以及页岩油等我们可以很准确地计算出其在地下的储量，但我们不很清楚或现在根本不知道如何经济地开发它们。这些页岩油产物常是复杂的燃料，部分呈固态，是处在煤炭和石油之间的矿物燃料。

资源量这术语更为合适。对这些“非常规”油，特别是沥青岩，事实上我们所谈论的只是在最佳条件下从岩石中能抽提出多少油量，然后用岩石体积乘以这油量值来代表可采量。其特性接近矿石而远离石油，因而在地质储量和可采储量之间有某些一致性；但除了露天采矿以外我们尚不能采出全部油，我们还不知道如何在有效益的条件下实现这种采油，因而这就妨碍谈论可采储量。

4.3.2 常规石油的资源量估算

虽然石油资源量估算的难度很大，并包含一些假设，但我们看到，经过与证实资源量比较后的资源量估算值越来越与实际资源量一致（MOODY，1975；HALBOUTY，1978；DESPRAIRIES，1978；NEHRING，1978；HALBOUTY 和 MOODY，1979；MEYERHOFF，1979）。

今天我们已找到约 150Gt 石油，其中已采出 50Gt；证实储量在若干年后达到 90～100Gt 水平的顶点（根据资源和可行性）。这些发现是在 75Mkm^2“有效”沉积面积上，其中 50～55Mkm^2 在陆地，20～25Mkm^2 在大陆架，外加大陆斜坡和内海（至 1500m 深度）(MEYERHOFF，1979)。在总数 600 个盆地中已经勘探了 400 个，但我们已看到（第三篇第 2 章），160 个产油盆地中有 25 个盆地聚积着已发现总油量的 85%。

以下为习惯用的评价方法，首先是对常规原油资源评价，就是说不包括深海以及极地石油，也不包括油页岩和油砂的“合成”石油。我们力求区分出勘探和应用当今技术开发的两种结果，后者是根据不同的经济和技术条件来开发油气的。可能发现是指在公元 2000 年或最近未来 10 年内的，并以此期间的原油价格每桶 20～25＄（1978 年价）为标准（这价显然是低的，从 1979 年始已达到此价，1980 年起超过 30＄）。

资源评价应考虑紧密连系的各方面，包括未发现油藏的石油以及老油田提高采收率后开采的原油。这两方面的原油量较难确定，尤其是未来的发现，我们倾向于宁可增加采收率比幻想找到新的高产区更现实。在这种情况下，我们估计今天的证实地质储量为 400Gt，目前世界平均采收率为 25%，这样可采储量为 100Gt。若把采收率提高到 40%，则可采储量约达 150Gt，采收率可能达 50%以上。但从世界全部油田看，达到此采收率希望仍很渺茫（图 220）。逐渐提高采收率归根到底是技术进步和应用三次采油方法。但我们看到，提高采收率会很快遇到许多困难，并使采油成本增高；油价的提高是缓慢而渐进的，今天提价看来不会增加利润额，看来需要的是加强研究工作。三次采油的新技术肯定是大有希望的，但从地质上和价格上只能应用于范围有限的油田。

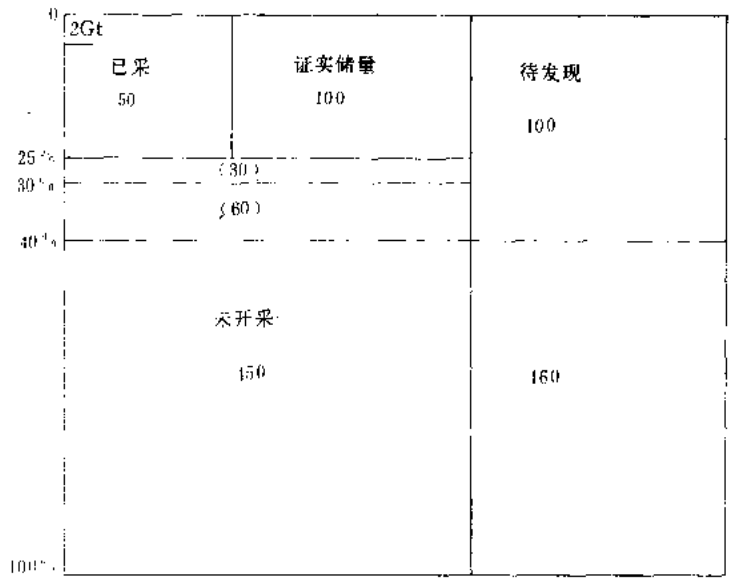


图 220　常规石油最终资源量（1Gt）（据 DESPRAIRIES，1978）

例如美国，这个国家有良好的技术、财政和经济条件，1967～1976 年间的平均采收率超过 30～32%。

行家一致认为，全部沉积盆地有希望发现和开发的常规石油量与今天已发现的石油量差不多，即 150±50Gt。更确切地说，这预测数字的概率剪刀差为 10～90%，平均为 50%。

在 1977 年伊斯坦布尔世界能源会议上，石油资源评价是讨论内容。

据专家们估计，待发现的

储量平均值为 100～400Gt，但近 2／3 的专家估计，有希望的是 200Gt。普遍认为，有 90%的机会获得 40Gt 待发现储量，有 10%的机会获得 300Gt。

最近的研究表明 137～144Gt 的概率为 10%（MACKAY 和 NORTH，1975）和 10～180Gt 的概率为 90%（NEHRING，1978）。

HALBOUTY（1978）认为，已知的 600 个沉积盆地最终有一半可能产商业性原油。然而只有两个或三个盆地积聚 8Gt 以上的石油，积聚 1.4Gt 油或相等气的新盆地不超过 12 个。

MOODY（1979）指出，我们有 90%机会找到 140Gt，有 10%机会找到 345Gt。

关于这些未来储量的地理（及地质）分布显然意见分歧很大。

对大陆架，大家意见分为相等的两部分，第一种意见略占多数，认为大陆架有利地区比陆地地区面积约大三倍。

对盆地，某些专家倾向于把油气量分为三个等分：1／3 弱来自很熟悉的老产油盆地，油气资源量来自新类型圈闭和常规的勘探目标以及提高采收率；1／3 强的油气资源量来自勘探程度低的产油气盆地；其余来自新区，边缘地区，尤其是深海（HALBOUTY 和 MOODY，1979）。

COLITTI（1981）估计待发现的储量为 140Gt，其中包括近海区全部，但不包括"提高采收率的先进技术的"，这些储量分布如下：用目前的工艺技术找 45%，即 63Gt；用增产措施法找 85%，即 50Gt；用"再评价"法找 20%，即 29Gt。

对各大陆及各大区资源量的分布有些分歧。

至目前为止美国和加拿大总共找到 25Gt，其中 17Gt 已采出。今后希望再找到 4～36Gt（有 90 至 10%的机会），平均希望找到 20Gt（14～27Gt；NEHRING，1978）。应该指出的是，现在取得的油气量为每平方公里 2000t，是以每 10000km^2 打 500 口井的勘探代价取得的，与其它大陆的勘探方法无共同点（美国只在占沉积盆地总面积 7%的面积上打过井，而钻井数为世界总井数的 3／4）。平均勘探效益则很低，每口井只有 50000t。因而应指出，未来储量的很大部分将来自提高采收率（PERRODON，1978b）。

"共产主义世界"苏联、东欧和中国目前已产油约 8Gt，约有 22Gt 的证实储量。未来可能找到的储量看来较大，为 15～100Gt，平均为 50Gt（苏联和东欧 9～17Gt，据 NEHRING，1978）。有很大吸引力的盆地的平均发现密度高达约每平方公里 1900t，勘探程度低的盆地（10000km^2 打 85 口探井）为每平方公里 100t，略低于世界平均值。其勘探效益与世界平均值相等，约每口勘探井 200000t。相反，在多数情况下油田开发由于含水量迅速升高而没有预期的好。

大家都知道中东是极富油气区。目前已找到约 72Gt，其中 60Gt 储量是以每 10000km^2 仅打 5 口井就找到的，效益极高，每口井 35Mt。在此地还可以希望再找到至少 30Gt，为 7～70Gt（48～86Gt 是根据 NEHRING，1978）。

其它大陆的勘探成果和找油气希望小。

西欧的勘探程度中等，主要在北海找到近 4Gt 油，但分布很不均匀，10000km^2 打约 20 口井，为世界平均值的 1／5，与北美比较相差更远，效益平均为每口井 300000t。今后找油气希望为 2～12Gt，平均为 5～6Gt。

非洲每平方公里打 5 口井，发现约 12Gt 油，平均效益较高，达每口井 1.8Mt。估计还能找到 12Gt。

拉丁美洲已找到油近 20Gt。主要集中在委内瑞拉和墨西哥，勘探程度为 10000km^{2}12 口井，在墨西哥最新发现之前，勘探效益略低于每口井 1Mt。其找油气希望较好，高达 40Gt，大部分集中于墨西哥油气区。

远东（东南亚、澳大利亚）只找到 5Gt，勘探程度只有每 10000km^2 打 12 口井，勘探效益每口井 800000t。找油前景估计相差很大，从 2～20Gt，平均为 10Gt。

天然气

对天然气的研究不如原油。目前较准确的产气量如下（伴生气除外）：累积产量估计为 35000Gm^3；证实可采储量为 90000Gm^3；最终储量为 200～300000Gm^3。

天然气资源量常与石油紧密连系，但其采收率为地质储量的 70～80%，而且天然气本身还包含烃类以外的其它流体，并有时包含有非可燃性气体。某些油气区，如中东、北海南部盆地（二叠系）、阿尔及利亚撒哈拉（主要为三叠系）、西西伯利亚（白垩系）、加拿大北极、澳大利亚，特别是极地或次极地都具有比石油更丰富的天然气。

4.3.3 非常规石油资源量

非常规石油，特别对深海盆地和极地石油的资源评价意见分歧更大，有些专家们认为有 100Gt，而有一些认为只有几十亿吨。为了弄清此问题，特别需要补充钻井地质资料。此外把一些海底盆地与陆上或大陆架老油气区进行地质对比可以预测几个富油气区的存在。

困难的技术和经济条件限制了最大和最高产油田的开发。我们知道，如果大油田是找油的主要目标，而大油田的数量极少，因此其发现率都很低。这就导致一系列失败和悲观情绪。

在常规石油和沥青砂岩石油之间还存在有大量重油，比重 0.96～0.93（15～20°API），粘度大于 0.1Pa·s，其资源量虽然不准确但很大。开采重油，尤其是开采地下砂层重油，主要是用热方法。

油砂和油页岩的资源量极大，现今还没有准确地估计其地质资源量，由于技术上的困难和经济上的不合算使这些资源大部分都未被开采。我们可以想象，这些油无疑将会大量地被开发，但由于开采进度缓慢，要长时间才能达到。非常规石油可以供应世界几十年。例如，最富和最有名的 Athabasca 油砂虽然体积很大，但预测开采量还不够加拿大 20 世纪 90 年代石油需要量的 20%。

我们认为，直至本世纪末除非发生“政治事件”，从技术观点看能源结构还是以石油为主，直至本世纪末，石油占供给世界能源的 35～40%。

石油自然资源确实还很巨大，但确定其位置并开发它将会在技术、财政、尤其政治条件上越来越困难。

只有加紧勘探，尤其在政治上稳定的地理区加快勘探才能避免本世纪末的石油匮乏，以过渡到其它新能源的到来。这种勘探只有在进行艰难的科学和技术研究、克服目前我们尚不能战胜的困难之后才能有机会取得成果。

只有在石油公司和国家同意开发石油所需的投资才能实现；公司要越来越认识到它们的任务是公共服务；国家不要把石油工业作为一项容易的可靠的收入来源，而要满足我们的能源尤其是石油的需要，就将需要越来越大的财政帮助。

至于我们自己，应相信没有任何东西能代替地质学家的创造性想象力，它构思新的勘探远景和最好的工具，并以顽强的意志从事勘探直至取得成功。

结　论

石油勘探不仅是发现油田的关键，也是认识油气区的关键。

一条地震剖面，一口井不只是可能成功的工具，而首先是形成油气聚积的地质机理和沉积盆地深部隐蔽带的信息源。

勘探的结果与随着地球物理剖面和钻井的实施而逐渐揭示的地质特征的认识有密切关系。

因而对地质的认识可以减少勘探风险，但风险随勘探程度而逐渐增大，同时找到的油田数量和体积也随勘探程度的增大而不可避免地减少。风险的减少总是与目标的减少同时产生。

美国的例子极好地说明这一勘探规律。这给我们指出，幸而技术进步和丰富想象力可以定期地开拓新的领域。

如果我们愿意和从中找到方法，可能大于今天我们知道的石油和天然气量留待我们去发现。

结　论

"天上和地下的许多事情，Horatio，
只有在你的哲学中梦见。"

莎士比亚（哈姆雷特）

摘　要

长期以来，构造圈闭和高处优先的观念是石油勘探的战略思想，并已取得了许多成就。

寻找未发现油田的需要，深入的石油地质和地质动力学研究使我们今天重新考虑某些观念，并试用其它的方法。

因而深入探讨油气聚集机理和勘探战略之间的密切关系是重要的基础研究。不能满足于依赖油苗和生油岩来找油田；但我们可以总结这段历史的各种地质资料，以便从中得到启发。

首先要加强对岩相的研究，特别是对有利于沉积富含有机质岩石的环境研究，也要加深对碎屑层和生物成因建造的认识。正如 MAURICE GIGNOUX 所说，恢复古地理是地层学的重要部分，也是石油勘探的基础。

在各种沉积领域中，注意力应特别放在沉降带上，在那里有全部地质学的两个基本尺度：空间和时间。

实际上，在这些积聚沉积岩的活动带中，一些沉积岩起生油层和盖层作用，另一些起储集岩作用。在这里，在或短或长、或激烈或缓慢的沉积中，在温度和压力作用下生成油气并进行油气运移。

因而石油地质极重视地温梯度和古地温梯度、热流以及岩石热导率。事实上这均是确定油气生成和破坏的热标志。

但油气只能从生成它们的岩石向聚集点运移聚集．而且油气流只有通过连续渗透空间或裂缝网中水系的流动才能聚集到储集层中。

故对油气藏的研究包括对水文地质、水动力、水化学以及盆地的地质动力学的研究。

油气是在其运移过程中被第一道屏障所圈闭，故此，在相对深的圈闭中，靠近油气源岩的盖层和封闭把油气保存起来；在此情况下，一般规律是相对深的封闭区含油气，而离油气源岩较远，即埋藏浅的地带常是水层。这样不仅应优先勘探向斜深部，还应优先勘探沉降带的较深边缘地区，不能如以前所认识的，只在高区勘探。

油气易散失，且不稳定，除非有很好的保存条件，否则聚集时间短暂。因此，不断的油气补给或形成较新的油气圈闭是防止油气散失和变质的重要条件。而近代和现今的沉降地堑的边缘地区常呈扩张状态，因此有很好的油气补给和聚集机会。圈闭的形成时代只与油气流供给的时代有关。

在圈闭、储集层和生油层的一般条件上还应考虑各种地质事件过程。准确恢复地质史是了解地质事件的关键。

摆脱表面的和杂乱无章的现象去研究盆地的所有这些因素，使地质学家能发现地质事件和机理的内在规律。

对现象的观察结果与对现象的分析相对照，找出规律和试验模型，谨慎、耐心、逐渐地越来越接近客观实际，有时捉摸不定。

这样，石油地质以及应用其结论的勘探描绘了灿烂的油气远景。它与建立在统计上的旧观念截然不同。石油地质学成为把沉积学、地球化学、地层学以及地质动力学等各学科紧密联系在一起的综合地质科学。

石油地质学对地球科学的贡献

石油勘探以其新面貌和其多学科性充实了各种地质学科。

通过钻井和地球物理勘探得到的对沉积盆地深部的认识是极为宝贵的。因而整个盆地，盆地边缘的未知沉积岩系，尤其是盐沉积或欠压实泥岩，在大陆被揭示，盆地边缘更是如此。

今天高分辨率地震提供一个盆地的总体结构以及地层和相的几何形态，从而重建盆地历史中的各主要阶段。最近地震勘探的进步给地层和沉积研究提供了方法。

钻井录井、电测井、放射性测井、声波测井等带来了对沉积岩系连续的、精确的分析；配合录取的各物理参数就能取得精确的岩性解释，今天还可作原地岩样物理—化学分析，就能了解沉积层序和倾角。

钻井地质录井通过有孔虫和其它微古生物，其后又用孢粉和超微动物群和超微生物群等地层分析新方法，使这些学科取得重大的发展。新地层表的建立可以推断以前被认为无生物的岩系或盆地深部以外的非沉积层的年代。

石油工业技术也充实了地层学本身，录井和地球物理对照的密集网常揭示出不整合、海进、岩相的变化和厚度的变化，大大丰富了我们对沉积岩的认识。

此外，石油勘探工作还发现许多未知的或知之甚少的沉积原理，它们仅靠表面观察，尤其仅依赖于沉积物的形态是不能获得的。

对钻井收获的岩石样品的研究常能揭示出不同成岩阶段和深成阶段的沉积岩的变化，特别是岩石和流体之间的关系。尤其对富含有机质岩系的成岩作用机理会认识得更深刻。

由于有机质，特别是油气的多变性和不稳定性使其成为气候、温度和沉积现象的极其灵敏的记录者。由于它们所具的特殊性质，以生物化学化石为代表的某些化学物质把无机和有机世界联系在一起。

石油勘探资料还提供沉积盆地内水层、水层的流动以及水对岩石所起的化学作用，特别是在某些油藏中，水对部分油气的化石化作用，保留了痕迹，构成标志。

在构造方面的研究丰富了我们对变形的某些特征的认识，尤其是对盐丘和欠压实泥岩的生成和几何形态以及断层的发育和背斜的认识，并且突出同沉积变形的多样性和强度，特别是在褶皱和断裂前作用于沉积岩的压力和张力的强度。此种变形为深部地壳深部物质迁移提供一个很好的模式。面对建立一个隐藏目标模型的需要，并通过钻井来证实，石油勘探发展了某些地质的、实验分析的和实际的想法，这些想法不会束缚想象力，而是把想象力集中在准确的假设上并增大其效力。

在更广泛的意义上，石油勘探扩大了认识沉积盆地的范围，这些保存地质史档案的权威图书馆，同时也是构造的诞生地，是我们地球的最宝贵财富。

因而对盆地的研究应看作对组成地球科学的地层、沉积、地球化学、水文地质、地热、构造、地质动力学等等的研究。

认识这一巨大体积的沉积岩导致生动地描绘我们地球的动态。

寻找原料和能源的研究以满足改善人类物质条件的需要，同时也丰富我们最根本的认识，反之若没有这方面的认识，这一工作就不会做好。目前在我们开始看到这些资源的局限性或重点突出资源问题时，对地下的认识就是首位问题之一，MARCEL ROUBAULT 最新著作的标题“地质为人类服务”恰当地表达了现在的需要。

参 考 文 献

ADAMS, T. D. & KIRBY M. A. (1975). - Estimate of world gas reserves. – Proc. 9th World Petroleum Congr. (Tokyo), 3, 3-9, 6 tables.

ADLER, F. J. (1971). – Future petroleum provinces of the Midcontinent. – *Mem. amer. Assoc. Petroleum Geol.,* 15,2, 985-1120.

ALA, M. A., KINGHORN, R. R. F. & RAHMAN, M. (1980). – Organic geochemistry and source rock characteristics of the Zagros petroleum province, Southwest Iran. – *J. Petroleum Geol.,* 3, 1, 61-89, 19 fig.

Alberta Society of Petroleum Geologists (1973). – A brief on science and technology in the supply and utilisation of energy in Canada. – Future petroleum provinces of Canada.

ALEVEDO, J. S. (1980). – Giant fields of the southern zone, Mexico. – *Mem. amer. Assoc. Petroleum Geol.,* 30, 339-385, 43 fig.

ALLEN, G. P., LAURIER D. & THOUVENIN, J. (1979). – Etude sédimentologique du delta de la Mahakam. – Notes Mém., *Comp. franç. Pétroles,* 15, 156 p.

Amer. Gas Assoc., Amer. Petroleum Inst., Can. Petroleum Assoc. (1975). – Reserves of crude oil, natural gas liquids and natural gas in U. S. and Canada and U. S. production capacity, 29.

ARPS, J. L. & ROBERTS, T. G. (1958). – Economics of drilling for Cretaceous oil on East flank of the Denver - Julesburg Basin. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.,* 42, 11, 2549-2566.

ARPS, J. J., MORTADA, M. & SMITH, A. E. (1971). – Relationship between proved reserves and exploration effort. – *J. Petroleum Technol.,* 23, 671-675.

ASQUITH, D. O. (1966). – Geology of late Cretaceous Mesaverde and Paleocene Fort Union oil production, Birch Creek unit. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.,* 50, 10, 2176-2184, 9 fig.

AVBOVBO, A. A. & OGBE, F. G. A. (1978). – Geology and hydrocarbon productive trends of southern Nigeria basin. – *Oil and Gas Journ., 27 Nov.,* 76, 48, 90-93.

BILAL, M., JONES, R. W., SLENTZ, L. W., TARTIR, M. & WILSON, A. O., AYRES, M. G. (1982). – Hydrocarbon habitat in main producing areas, Saudi Arabia. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.,* 66, 1, 1-9, 14 fig.

BACOLLOLI, G., MORALES, R. G. & CAMPOS, O. A. J. (1980). – The Namorado oil field : A major oil discovery in the Campos basin, Brazil. – *Mem. amer. Assoc. Petroleum Geol.,* 30, 329-338, 13 fig.

BALDUCCHI, A. & POMMIER, G. (1970). – Cambrian oil field Hassi Messaoud, Algeria. – *Mem. amer. Assoc. Petroleum Geol.,* 14, 477-488, 19 fig.

BALLY, A. W. (1975). – A geodynamic scenario for hydrocarbon occurrences. – Proc. 9th World Petroleum Congr. (Tokyo), 2, 33-44.

BALLY, A. W. & SNELSON, S. (1980). – Facts and Principes of world petroleum occurrence : realms of subsidence. – *Bull. canad. Soc. Petroleum Geol.,* 6, 9-94.

BANDY, O. L. & ARNAL, R. E. (1969). – Middle Tertiary basin development San Joaquin Valley, California. – *Bull. geol. Soc. Amer.,* 80, 783-820, 27 fig., 1 pl.

BANE, S.C. & CHANPONG, R. R. (1980). – Geology and development of the Teak oil field, Trinidad. – *Mem. amer. Assoc. Petroleum Geol.,* 30, 387-398, 15 fig.

BARK, E. van den & THOMAS, O.D. (1980). – Ekofisk : first of the giant oil fields in Western Europe. – *Mem. amer. Assoc. Petroleum Geol.,* 30, 195-224, 26 fig.

BARKER, C. (1972). – Aquathermal pressuring : role of temperature in development of abnormal pressure zones. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.,* 56, 10, 2068-2071, 3 fig.

BARNARD, P.C. & COOPER, B.S. (1981). – Oils and source rocks of the North Sea areas. – *In :* Petroleum Geol. of the Continental Shelf of NW Europe, 169-175, 4 fig. – Inst. Petroleum, London.

BARSS, D.L., COPLAND, A.B. & RITCHIE, W.D. (1970). – Geology of Middle Devonian reefs, Rainbow area. – *Mem. amer. Assoc. Petroleum Geol.,* 14, 19-49, 25 fig.

BAZANOV, E.A., GURARI, F.G., KOZYREV, V.D., NALIVKIN, V.D., PRITULA, Yu.A., ROVNIN, L.I., RUDKEVICH, M.Ya., TROFIMUK, A.A. & SARKISYAN, S.G. (1967). – Gas and oil bearing provinces of Siberia. – Proc. 7th World Petroleum Congr. (Mexico), 2, 190-210, 5 fig.

BHAT, H. (1975). – Les champs de Strachan et Ricinus dans l'Ouest canadien. – *Rev. Assoc. franç. Tech. Pétrole,* 233, 11-21, 14 fig.

BISHOP, W.F. (1980). – Petroleum geology of Northern Central America. – *J. Petroleum Geol.,* 3, 1, 3-59.

BLEAKLEY, W.B. (1968). – How an old giant is faring. – Oil and Gas J. 1st July, 101-109, 4 fig.

BODENHAUSEN, J.W.A. & OTT, W.F. (1981). – Habitat of the Rijswijk oil province, onshore, the Netherlands. – *In :* Petroleum Geology of the Continental Shelf of NW Europe, 301-309, 9 fig. – Inst. Petroleum, London.

BOSS, R.F., LENNON, R.B. & WILSON, B.W. (1976). – Middle Ground Shoal oil field, Alaska. – *Mem. amer. Assoc. Petroleum. Geol.,* 24, 1-22, 13 fig.

BOUILLOT, A. (1971). – Les zones nouvelles en dehors de l'URSS. – Proc. 8th World Petroleum Cong. (Moscow), 2, 301-311, 8 fig.

BOY DE LA TOUR, BRASSEUR, R. & LE DUIGOU, J. (1976). – Réflexions sur la notion de réserves énergétiques. – *Rev. Inst. franç. Pétrole,* **31**, 5, 741-780, 3 fig.

BRADY, T.J., CAMPBELL, N.D.J. & MAHER, C.E. (1980). – Intisar D oil field Libya. – *Mem. amer. Assoc. Petroleum Geol.,* **30**, 543-564, 25 fig.

BRAUNSTEIN, J. (1976). – North American oil and gas fields. – *Mem. amer. Assoc. Petroleum Geol.,* **24**.

BRINK, A.H. (1974). – Petroleum Geology of Gabon Basin. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.,* **58**, 2, 216-235, 10 fig.

British Petroleum Co. (1956). – Oil and gas in Southwest Iran. – *In :* Symposium sobre yacimientos de petróleo ..., **2**, 33-72. Int. geol. Congr., 20th Sess., Mexico.

BROWN, R.N. (1980). – History of exploration and discovery of Morgan, Ramadan and July oil fields, Gulf of Suez, Egypt. – *Mem. Canad. Soc. Petroleum Geol.,* **6**, 733-764.

BRUCE, C.J. & PARKER, E.R. (1975). – Structural features and hydrocarbon deposits in the Mackenzie Delta. – Proc. 9th World Petroleum Congr. (Tokyo), **2**, 251-261, 8 fig.

BURKE, K. (1972). – Longshore drift, submarine canyons, and submarine fans in development of Niger Delta. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.,* **56**, 10, 1975-1983, 10 fig.

CAFLISCH, L. (1975). – Comment to the paper « l'exploration pétrolière au Gabon et au Congo ». – Proc. 9th World Petroleum Congr. (Tokyo), **3**, 199-200, 2 fig.

CALLAWAY, D.L. (1971). – Petroleum potential of San Joaquim Basin. – *Mem. amer. Assoc. Petroleum Geol.,* **15**, 239-253, 11 fig.

CAUGHLIN, W.G. et al. (1976). – The detection and development of Silurian reefs in northern Michigan. – *Geophysics,* **41**, 4, 646-658.

CELSO PONTE, F., DOS REIS FONSECA, J. & CAROZZI, A.V. (1980). – Petroleum habitats in the Mesozoic-Cenozoic of the Continental margin of Brazil. – *Mem. canad. Soc. Petroleum Geol.,* **6**, 857-886.

CERVERA, E. (1967). – Exploration and production in Mexico. – Proc. 7th World Petroleum Congr. (Mexico), **18**, 3-23, 6 fig.

CHANUT, C., HUBAULT, C. & RICHE, P. (1971). – Oil and gas accumulations in Tin Fouye Tabankort area, (Algeria) (abst.). – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.,* **55**, 2, 333.

CHAPMAN, R.E. (1972). – Primary migration of petroleum from clay source rocks. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.,* **56**, 11, 2185-2191, 5 fig.

CHAPMAN, R.E. (1972). – Petroleum and geology : a synthesis. – *J. austral. Petroleum Explor. Ass.,* **12**, 36-38.

CHIARELLI, A. (1970). – L'hydrodynamisme, ses applications dans la recherche pétrolière. – *Rev. Inst. franç. Pétrole,* **25**, 9, 1015-1036, 10 fig.

CHIARELLI, A. (1978). – Hydrodynamic framework of eastern Algerian Sahara. Influence on Hydrocarbon Occurrence. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.,* **62**, 4, 667-685, 16 fig.

CHILDS, F.B. & REED, P.E.C. (1975). – Geology of the Dan field and the Danish North Sea. – *In :* Petroleum and the continental shelf of NW europe, 1, 429-438, 8 fig. – Applied Science Publ., Barking, Essex, England.

CHILINGARIAN, G.N. & YEN, T.F. (ed.) (1978). – Bitumens, asphalts and tar sands. – Elsevier, Amsterdam, 331 p.

CLARET, J. & TEMPERE, C. (1967). – Une nouvelle région productrice au Sahara algérien : l'anticlinorium d'Hassi Touareg. – Proc. 7th World Petroleum Congr. (Mexico), **2**, 1-100.

CLARKE, R.H. (1975). – Petroleum formations and accumulation in Abu Dhabi. – 9th arab. Petroleum Congr. (Dubai).

CLIFFORD, H.J., GRUND, R. & MUSRATI, H. (1979). – Geology of a stratigraphic giant – Messla oil field Libya. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.,* **63**, 3, 433 (abstract).

COLMAN SAAD, SP. (1978). – Fold development in Zagros simply folded belt, southwest Iran. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum,* **62**, 6, 984-1003, 16 fig.

COMBAZ, A. & MATHAREL, M. DE (1978). – Organic sedimentation and genesis of Petroleum in Mahakam Delta, Borneo. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.,* **62**, 9, 1684-1695, 11 fig.

COOGAN, A.H., BEDOUT, D.G. & MAGGIO, C. (1972). – Depositional environments and geologic history of Golden Lane and Poza Rica trend, Mexico, an alternative view. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.,* **56**, 8, 1419-1447, 21 fig.

CONYBEARE, C.E.B. (1972). – Petroleum accumulations in ancient river sands : a paleogeographic view. – Int. geol. Congr. 24th Sess., Canada (Montreal), **5**, 59-74, 10 fig.

CORDELL, R.J. (1972). – Depths of oil origin and primary migration : a review and critique. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.,* **56**, 10, 2029-2067, 5 fig.

COUSTAU H., RUMEAU, J., SOURISSE, C., CHIARELLI, A. & TISON, J. (1975). – Classification hydrodynamique des bassins sédimentaires. – Proc. 9th World Petroleum Cong. (Tokyo), **2**, 105-119, 8 fig.

COUSTAU, H. (1976). – Stratégie de l'exploration. – Rapport interne Elf-Aquitaine.

COUSTAU, H. (1979). – Logique de distribution des tailles des champs dans les bassins. – *Pétrole et Technique,* **262**, 23-30, 11 fig.

COUSTAU, H. (1980). – Les ressources en hydrocarbures du bassin aquitain. – *Int. geol. Congr.,* 26th Sess. (Paris), Colloque **7**, 331-334.

CRAM, I.H. (1971). – Future petroleum provinces of the U.S. – *Mem. amer. Assoc. Petroleum Geol.,* **15**.

CRICK, R.W. (1971). – Potential petroleum reserves Cook Inlet, Alaska. – *Mem. amer. Assoc. Petroleum Geol.,* **15**, 1, 109-119, 9 fig.

CROSTELLA, A. & CHANEY, M.A. (1978). – The petroleum geology of the outer Dampier sub-basin. – *Austral. Petroleum Explor. Assoc. J.*, **18**, 13-22, 12 fig.

CURRY, W.H. (1971). – Summary of possible future petroleum potential, N Rocky Mountains. – *Mem. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **15**, 538-546.

DAVIES, H.F. (1934). – Structural history and its relation to the accumulation of oil and gas in the Rocky Mountains. – *In :* Problems of Petroleum Geology. – *Amer. Assoc. Petroleum Geol.*, 679-693.

DEMAISON, G.J. (1977). – Tar sands supergiant oil fields. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **61**, 11, 1950-1961, 9 fig.

DESPRAIRIES, P. (1978). – Les limites de l'approvisionnement pétrolier mondial. Ressources énergétiques mondiales 1985-2020. – 10° Conf. mond. Energie (Istambul), 1977, 1-47. Technip, Paris.

DICKEY, P.A. (1972). – Geology of oil fields of West Siberian Lowlands. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **56**, 3, 454-471, 9 fig., 2 tables.

DICKEY, P.A. & HUNT, J.M. (1972). – Geochemical and hydrogeologic methods of prospecting for stratigraphic traps. – *Mem. amer. Assoc. Petroleum. Geol.*, **16**, 136-167, 24 fig.

DICKEY, P.A. & ROHN, R.E. (1958). – Facies control of oil occurrence. – *In :* WEEKS, L.G. (ed.) : Habitat of Oil, 721-734, 9 fig. Amer Assoc. Petroleum Geol.

DOTT, R.H., Sr., HALBOUTY, M.T., KING, R.E., KLEMME, H.D. & MEYERHOFF, A.A. (1970). – World's giant oil and gas fields, geologic factors affecting their formation and basin classification. – *Mem. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **14**, 502-555, 9 fig., 15 tab.

DOTT, R.H. & REYNOLDS, M.J. (1969). – Sourcebook for petroleum geology. – *Mem. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **5**, 471.

DOW, W.G. (1978). – Petroleum source bed on continental slopes and rises. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **62**, 9, 1584-1602, 22 fig.

DUFFAUD, J. (1970). – Le bassin de Putumayo. – Rapport ELF inédit.

DUMESTRE, A. (1969). – Relations entre hydrocarbures et environnement évaporitique à Rainbow, Alberta. – *Rev. Assoc. franç. Pétrole*, **194**, 29-46, 15 fig.

DUNN, W.W. (1975). – North sea basinal area, Europe, an important oil and gas province. – *Bull. Norges Geol. Unders.*, **29**, 69-97.

DUNNINGTON, H.V. (1958). – Generation, Migration, Accumulation and Dissipation of oil in Northern Iraq. – *In :* WEEKS, L.G. (ed.) : Habitat of Oil, 1194-1251, 22 fig. Amer. Assoc. Petroleum Geol.

DUNNINGTON, H.V. (1967). – Stratigraphic distribution of oil fields in the Iraq-Iran-Arabian basin. – *J. Inst. Petroleum*, **53**, 520, 129-161.

DURAND, B. & OUDIN, J.L. (1979). – Exemple de migration des hydrocarbures dans une série deltaïque : le delta de la Mahakam, Kalimantan, Indonésie. – Proc. 10th World Petroleum Congr. (Bucharest), **2**, 3-11, 8 fig. (publ. 1981).

EL AYOUTI, M.K. (1980). – Oil and gas prospects in Egypt – *26° Congr. geol. inter.*, Coll. C2, 231-241.

EL ZARKA, M.H. (1975). – Geochemical relations of fluids in oil fields of Gulf of Suez, Egypt. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **59**, 9, 1667-1675, 4 fig., 6 tables.

Energie, Mines et Ressources Canada (1977). – Sables bitumineux et pétroles lourds : perspectives. – Rapport E.P. 77.2F, Approvisionnements et Services, Ottawa, Canada.

ERDMAN, G. (1972). – Geochemical formation of oil. – Int. geol. Congr., 24th Sess., Canada, **5**, 17 (abstract).

EVAMY, B.D., HAREMBOURE, J., KAMERLING, P., KNARP, W.A., MOLLOY, F.A. & ROULANDS, P.H. (1978). – Hydrocarbon habitat of Tertiary Niger Delta. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **62**, 1, 1-39, 28 fig.

EVANS, H. (1972). – Zama, a geophysical case history. – *Mem. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **16**, 440-452, 22 fig.

FALCON, N.L. (1958). – Position of oil fields of southwest Iran with respect to relevant sedimentary basins. – *In :* WEEKS, L.G. (ed.), Habitat of Oil, 1279-1293. Amer. Assoc. Petroleum Geol.

FISHER, W.L. & BROWN, L.F. (1969). – Delta systems and oil and gas occurrence. – *In :* Delta systems in the exploration for oil and gas. A research colloquium. – Univ. Texas, Austin, 54-77.

FLETCHER, G.L. & SOEPARJADI, R.A. (1977). – The land of plenty : Indonesia's 28. – *Oil and Gas J.*, August 22, 150-156.

FOHS, J. (1962). – Petroliferous provinces of USSR. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **46**, 11, 1973-1989.

FOLINSBEE, R.E. (1977). – World's view from Alpha to Zipf. – *Bull. geol. Soc. Amer.*, **88**, 897-907, 19 fig.

FOWLER, W.A. Jr. (1970). – Pressures hydrocarbon accumulation and salinities Chocolate Bayou field, Brazoria County, Texas. – *J. Petroleum Technol.*, April 1970, 411-423, 7 fig.

FOX, A.F. (1959). – Some problems of petroleum geology in Kuwait. – *J. Inst. Petroleum London*, **45**, 424, 95-110.

FOX, F.G. (1959). – Structure and accumulation of hydrocarbons in southern foothills, Alberta, Canada. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **43**, 5, 992-1025, 11 fig.

FRANKEL, E.J. (1967). – The Niger Delta oil province. – Proc. 7th World Petroleum (Mexico), **2**, 195-209, 8 fig.

FRASER, W.W. (1967). – Geology of the Zelten field. – Proc. 7th World Petroleum Congr. (Mexico), **2**, 259-264, 5 fig.

GAGE, M. (1980). – A review of the Viking gas field. – *Mem. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **30**, 39-57, 16 fig.

GAINETTE, G. (1972). – Le développement du champ d'Emeraude au Congo. *Rev. Assoc. franç. Techn. Pétrole*, 23-28.

GALLEY, J.E. (1958). – Oil and geology in the Permian basin. – *In :* WEEKS, L.G. (ed.), *Habitat of Oil*, 395-446. Amer. Assoc. Petroleum Geol.

GARDET, P.H. (1971). – Petroleum potential of Los Angeles basin. – *Mem. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **15**, 298-308, 8 fig.

GATEWOOD, L.E. (1970). – Oklahoma City field. – *Mem. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **14**, 223-254.

GIBSON, G.R. (1965). – Oil and gas in Southwestern region. Geologic framework. – *Mem. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, 4, 66-100, 17 fig.

GHIGNONE, J.J. & DE ANDRADE G. (1970). – General geology and major oil fields of Reconcavo Basin, Brazil. – *Mem. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, 14, 337-358, 12 fig.

GILL, D. (1979). – Differential entrapment of oil and gas in Niagaran pinnacle reef belt of northern Michigan. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **63**, 4, 608-620.

GILLESPIE, J. (1967). – The geology of the Sarir oil field, Sirte Basin, Libya. – Proc. 7th World Petroleum Congr. (Mexico), **2**, 181-193, 7 fig.

GREIG, D.A. (1958). – Oil horizons in the Middle East. – *In* : WEEKS, L.G. (ed.): Habitat of Oil, 1182-1193. Amer. Assoc. Petroleum Geol.

GRIFFITH, B.R. & HODGSON, E.A. (1971). – Offshore Gippsland basin fields. – *Austral. Petroleum Explor. Assoc. J.*, **11**, 1, 85-89.

GRIMES, W.L. (1970). – Bay Marchand - Timbalier Bay - Caillou Island Salt Complex. – *Mem. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, 14, 277-291.

GROSSLING, B. (1976). – The petroleum exploration challenge with respect to the developing nations - UNITAR-IIASA Conference on future supply of nature-made petroleum and gas. Luxembourg, Austria. – Rep. U.S. Geol. Surv.

GUBKIN, I.M. (1934). – Tectonics of Southeastern Caucasus and its relation to the productive oil fields. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **18**, 5, 603-671.

HAJAVH, G.M. (1967). – The Abu Sheikhdom. The on-shore field history of exploration and development. – Proc. 7th World Petroleum Congr. (Mexico), **2**, 129-139, 14 fig.

HALBOUTY, M.T. (1978). – Acceleration in global exploration. Requirement for survival. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **62**, 5, 739-751, 12 fig.

HALBOUTY, M.T. (1969). – Hidden trends and subtle traps in the Gulf Coast. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **53**, 1, 3-29, 20 fig.

HALBOUTY, M.T. (1972). – Rationale for deliberate pursuit of stratigraphic, unconformity and paleogeographic traps. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **56**, 3, 537-541, 2 fig.

HALBOUTY, M.T. & MOODY, J.D. (1981). – Proved and ultimate reserves of crude oil. – Proc. 10th World Petroleum Congr. (Bucharest), **2**, 291-301, 6 fig.

HACQUEBARD, P.E. (1977). – Rank of coal as index of organic metamorphism for oil and gas in Alberta. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **61**, 5, 791 (abstract).

HAMOUDA , A. (1980). – Petroleum potential – Ouargla region Triassic basin, Algeria. – *Mem. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **30**, 539-541.

HARDING, T.P. (1973). – Newport-Inglewood Trend California – an Example of Wrenching Style of Deformation. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **57**, 1, 97-116, 15 fig.

HAUN, J.P. & KENT, H.C. (1965). – Geologic history of Rocky Mountain region. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **49**, 11, 1781-1800.

HAUN, J.D., BARLOW, J.A. & HALLINGER, D.E. (1969). – Gas potential of Rocky Mountain region. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **53**, 1, 211 (abstract).

HEDBERG, H.D. (1964). – Geologic aspects of origin of petroleum. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **48**, 11, 1755-1803.

HEDBERG, H.D. (1968). – Significance of high-wax oils with respect to genesis of petroleum. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **52**, 5, 736-750, 1 tab.

HEMPHILL, C.R., SMITH, R.I. & SZABO, F. (1970). – Geology of Beaverhill Lake reefs, Swan Hills area. – *Mem. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, 15, 50-90, 27 fig.

HERITIER, F. (1975). – Quinze ans d'exploration pétrolière en Mer du Nord. – *Ann. Inst. belge Pétrole*, **9**, 4, 17-41, 38 fig.

HERITIER, F.E., LOSSEL, P. & WATHNE, E. (1980). – Frigg field – large submarine fan trap in Lower Eocene rocks of the Viking graben. – *Mem. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **30**, 59-79, 18 fig.

HILL, P.J. & WOOD, G.V. (1980). – Geology of the Forties field, continental shelf, North sea. – *Mem. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **30**, 81-93, 16 fig.

HOBSON, G.D. & TIRATSOO (1981). – Introduction to petroleum geology. – Scientific Press, 2nd ed., 352 p.

HOCKING, J.B. (1972). – Geologic evolution and hydrocarbon habitat, Gippsland Basin. – *J. austral. Petroleum Explor. Assoc.*, 132-137, 8 fig.

HODGSON, B. (1978). – Natural gas : the search goes on. – *National Geographic*, **154**, 5, 632-651.

HOLLAND, D.S., NUNAN, W.E., LAMMLEIN, D.R., WOODHAMS, R.L. & HALBOUTY, M.T. (1980). – Eugene Island block 330 field, offshore Louisiana. – *Mem. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **30**, 253-280, 38 fig.

HOLMGREN, D.A., MOODY, J.D. & EMMERICH, H.H. (1975). – The structural settings for giant oil and gas fields. – Proc. 9th World Petroleum Congr. (Tokyo), **2**, 45-54, 6 fig.

HRISKEVICH, M.E. (1980). – Exploration in Western Canada. – *Mem. canad. Soc. Petroleum Geol.*, **6**, 397-420.

HRISKEVICH, M.E., FABER, J.M. & LANGTON, J.M. (1980). – Strachan and Ricinus west gas fields, Alberta, Canada. – *Mem. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **30**, 315-327, 14 fig.

HUFFINGTON, R.M. & HELMIG, H.M. (1980). – Discovery and development of the Badak field, East Kalimantan, Indonesia. – *Mem. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **30**, 441-458, 23 fig.

HUFF, K.F. (1980). – Frontiers of world exploration. – *Mem. canad. Soc. Petroleum Geol.*, **6**, 343-362.

HULL, C.E. & WARMAN, H.R. (1970). – Asmari oil fields of Iran. – *Mem. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **14**, 428-437.

ILLING , L.V. & HOBSON, G.D. (ed.) (1981). – Petroleum Geology of the continental shelf of NW Europe. – Inst. Petroleum London, 521 pp.

IRAQ PETROL CY (1956). – Geological occurrence of oil and gas in Iraq. – *In :* Symposium sobre yacimientos de petróleo..., **2**, 73-101. – Int. Geol. Congr., 2th Sess., Mexico.

IVANHOE, L.F. (1976). – Oil gas potential in basins estimated. – *Oil and Gas J.*, Dec. 6, 154-155 ; Dec. 13, 108-110 ; Dec. 20, 82-84.

IVANHOE, L.F. (1980). – World's giant petroleum provinces. – *Oil Gas J.*, June 30, 146-148.

JOHNS, W.D. & SHIMOYAMA, A. (1972). – Clay minerals and petroleum-forming reactions during Burial and Diagenesis. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **56**, 11, 2160-2167, 4 fig.

KAMEN-KAYE, M. (1970). – Geology and productivity of Persian Gulf synclinorium. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **54**, 12, 2371-2394.

KAPOUNEK, J., KOELBE. L. & WEINBERGER, F. (1963). – Results of new exploration in the basement of the Vienna basin. – Proc. 6th World Petroleum Congr. (Frankfurt), **1**, 205-221, 10 fig.

KAYE, P. *et al.* (1972). – The Rankin trend northwest shelf, Western Australia. – *J. austral. Petroleum Explor. Assoc.* **12**, 1, 3-8, 6 fig.

KENT, P.E. & WALMSLEY P.J. (1970). – North Sea progress. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **54**, 1, 168-181, 11 fig.

KENT, P.E. (1980). – The North Sea – evolution of a major oil and gas play. – *Mem. canad. Soc. Petroleum Geol.*, **6**, 633-652.

KING, R.E. (1971). – Prospects for large increases in world hydrocarbon reserves from stratigraphic traps. – Proc. 8th World Petroleum Congr. (Moscow), **2**, 221-226.

KING, R.E. (1972). – Exploration for stratigraphic traps. – *Mem. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **16**, 643-648.

KIRK, R.H. (1980). – Statfjord field – a North Sea giant. – *Mem. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **30**, 95-116, 20 fig.

KLEMME, H.D. (1971). – Giants, super giants and their relation to basin types. – *Oil and Gas J.*, March 1, 8, and 15.

KLEMME, H.D. (1971). – Trends in basin development : possible economic implications. – World Petroleum, Oct. 1971, **42**, 10, 47-56.

KLEMME, H.D. (1972). – Heat influences site of oil giants. – *Oil and Gas J.*, July 17, 136-144 ; July 24, 76-78.

KLEMME, H.D. (1975). – Giant oil fields related to their geologic setting. – *Bull. canad. Petroleum Geol.*, **23**, 1, 30-66.

KLEMME, H.D. (1977 a). – Giant fields contain less than 1 % of world's fields but 75 % of reserves. – *Oil and Gas J.*, March 7, 164-169.

KLEMME, H.D. (1977 b). – One fifth of reserves lie off-shore. – *Oil and Gas J.*, "Petroleum 2 000", August, 108-128.

KLOVAN, J.E. (1974). – Development of western Canadian Devonian reefs and comparison with Holocene analogues. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **58**, 5, 787-799, 17 fig.

KOESOEMADINATA, R.P. (1969). – Outline of geologic occurrence of oil in Tertiary basins of west Indonesia. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **53**, 11, 2 368-1 376, 5 fig.

LAW, J. (1957). – Reasons for Persian Gulf Oil abundance. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **41**, 1, 51-69.

LAYER, D.B. (1958). – Oil and gas accumulation in Alberta. – *In :* WEEKS, L.G. (ed.) : Habitat of Oil, 113-128. *Amer. Assoc. Petroleum Geol.*

LEHNER, P. & DE RUITER, P.A.C. (1977). – Structural history of Atlantic margin of Africa. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **61**, 961-981, 18 fig.

LEVORSEN, A.I. (1934). – Relation of oil and gas pools to unconformities in the Mid-Continent region. – *in :* Problem of Petroleum Geology. – *Mem. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, 761-784.

LEVORSEN, A.I. (1956). – The Mid-Continent region. – *In :* Symposium sobre yacimientos de petróleo y gaz. – Int. geol. Congr., Rep. 20th sess. (Mexico), **3**, 221-233.

LING, H.C. (1975). – The petroleum industry of the People's Republic of China. – Hoover Inst. Press, Stanford, 264 pp.

LINK, T.A. (1949). – Interpretation of foothills structures, Alberta, Canada. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **39**, 9, 1 475-1 501, 29 fig.

LOFTING, M.J.W. *et al.* (1975). – Exploration results and future prospects in the Northern Australasian region. – Proc. 9th World Petroleum Congr. (Tokyo), **3**, 65-81, 8 fig.

LOPATIN, N.V. (1971). – La température et le temps géologique comme facteur de carbonification. – *Izv. Akad. Nauk SSSR, Ser. geol.*, **3**, 95-106 (traduction).

LOUIS, M. & HOMAN, P.T. (1963). – Cost analysis in the petroleum industry. – J. Graduate Research Center, South Methodist Univ. Press, Dallas 22, Texas.

LYTH, A.L. (1971). – Summary of possible future petroleum potential, western Rocky Mountains. – *Mem. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, 15, 406-412.

McCAMIS, J.G. & GRIFFITH, L.S. (1968). – Middle Devonian facies relations Zama area, Alberta. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **52**, 10, 1899-1924, 26 fig.

McKAY, I.H. & NORTH, F.K. (1975). – Undiscovered oil reserves. – *Amer. Assoc. Petroleum Geol.*, Studies Geol., **1**, 76-86.

McCASLIN, J. (1977). – The search goes on for giant fields. – *Oil and Gas J.*, "Petroleum 2 000", August, 99-106.

McGINNIS, C.J. (1958). – Habitat of oil in the Denver Basin. – *In :* WEEKS, L.G. (ed.) : *Habitat of Oil,* 328-843. *Amer. Assoc. Petroleum Geol.*

McGREGOR, A.A. & BIGGS, C.A. (1968). – Bell Creek Field, Montana : a rich stratigraphic trap. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.,* **52**, 10, 1 869-1 887, 23 fig.

McKENZIE, D.B. (1972). – Primary stratigrahic traps in sandstones. – *Mem. amer. Assoc. Petrol. Geol.,* **16**, 47-63, 6 fig.

McNEAL, R.P. (1965). – Hydrodynamics of the Permian Basin. – *Mem. amer. Assoc. Petroleum Geol.,* **4**, 308-320, 16 fig.

MAGARA, K. (1978). – Geological model predicting optimum sandstone percent for oil accumulation. – *Bull. canad. Petroleum Geol.,* **26**, 3, 380-388, 6 fig.

MAGARA, K. (1978*a*). – Geological model predicting optimum sandstone percent for oil accumulation. – *Bull. canad. Petroleum Geol.,* **52**, 10, 1869-1887, 23 fig.

MAGARA, K. (1978*b*). – Compaction and fluid migration. – *Elsevier,* Amsterdam.

MAGLOIRE, P. (1970). – Triassic gas field of Hassi el R'mel, Algeria. – *Mem. amer. Assoc. Petroleum Geol.,* **14**, 489-501, 12 fig.

MAGOON, L.B. & CLAYPOOL, G.E. (1981). – Petroleum geology of Cook Inlet basin – an exploration model. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.,* **65**, 6, 1 043-1 061, 20 fig.

MAGNIER, P. (1975). – The Mahakam Delta, Kalimantan, Indonesia. – Proc. 9th World Petroleum Congr. (Tokyo), **2**, 239-250, 7 fig.

MALLORY, W.W. (1972). – Geologic Atlas of the Rocky Mountains region. – Rocky Mountains Assoc., Denver, 331 p.

MATHAREL, M. de, LEHMANN, P. & OKI, T. (1980). – Geology of the Bekapai field. – *Mem. amer. Assoc. Petroleum Geol.,* **30**, 459-469, 11 fig.

MARTINEZ, A. (1970). – Giant fields of Venezuela. – *Mem. amer. Assoc. Petroleum Geol.,* **14**, 326-336.

McDONALD, D.R. & KAYE, P., MARTINSON, N.W. (1973). – Exploration on the continental shelf off Northwest Australia. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.,* **57**, 6, 972-989, 13 fig.

MENESES DE GYVES & MEJIA DAUTT, O. (1980). – Geología de la Sonda de Campeche. – *In :* Fossil fuels, Hydrocarbons, 47-76. *Technip,* Paris.

MESOLELLA, K.J., ROBINSON, J.D., McCORMICK, L.M. & ORMISTON, A.R. (1974). – Cyclic deposition of Silurian carbonates and evaporites in Michigan Basin. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.,* **58**, 1, 34-62, 24 fig.

MEYER, R.F. (1972). – Statistical correlation of petroleum reservoir data. – Int. geol. Congr., 24th sess., Canada (Montreal), **5**, 92-97.

MEYERHOFF, A.A. (ed.) (1968). – Geology of natural gas in South Louisiana. – *Mem. amer. Assoc. Petroleum Geol.,* **9**, 376-381.

MEYERHOFF, A.A. (1974). – Geological principles of world oil occurrence : a summary. – *Bull. canad. Petroleum Geol.,* **22**, 4, 413-419.

MEYERHOFF A.A. & WILLUMS, J.O. (1976). – Petroleum geology and industry of the People's Republic of China. – U.N. ESCAP - CCOP techn. Bull., **10**, 103-212, 68 fig.

MEYERHOFF, A.A. (1977). – Best chances on-shore are in China and Russia. – Oil and Gas J., "Petroleum 2 000", August, 132-138.

MEYERHOFF, A.A. (1981). – Proved and Ultimate Reserves of Natural Gas and Natural Gas Liquids in the World. – 10th World Petroleum Congress (Bucharest), **2**, 303-311, 11 fig.

MEYERHOFF, A.A. (1981). – Geology and petroleum fields in Proterozoic and Lower Cambrian Strata, Lena-Tunguska petroleum province, Eastern Siberia, USSR. – *Mem. amer. Assoc. Petroleum Geol.,* **30**, 225-253, 17 fig.

MICHELSON, J.E. (1976). – Miocene deltaic oil habitat Trinidad. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.,* **60**, 9, 1 502-1 519., 14 fig.

MILLER, J.B. *et al.* (1958). – Habitat of oil in the Maracaibo Basin, Venezuela. – *In :* WEEKS, L.G. (ed.) : *Habitat of Oil,* 601-640, 18 fig. Amer. Assoc. Petroleum Geol.

MILLER, J.B. *et al.* (1963). – Medio ambiante el petróleo en la cuenca de Maracaibo, Venezuela. Aspectos de la industria petrolera en Venezuela. – 1[er] Congr. venez. Petróleo (Caracas), 5-99.

MILLOT, G. (1964). – Géologie des argiles. – Masson, Paris.

MILLS, H.G. (1970). – Geology of the Tom O'Connor field, Refugio county, Texas. – *South Texas geol. Soc.,* **9**.

MIRCHINK, M.F., TROFIMUK, A.A. & CHEPIKOV, K.R. (1959). – Specific features of the geological structure of platform regions in the Soviet Union. – Proc. 5th World Petroleum Congr. (New York), **1**, 525-538.

MIRCHINK, M.F. *et al.* (1963). – Problems of oil and gas content in Mesozoic deposits in the South of the USSR. – Proc. 6th World Petroleum Congr. (Frankfurt), **1**, 97-113.

MIRCHINK, M.F., KRYLOV, N.A., LETAVIN, A.I., ROVNIN, L.I., TOKAREV, V.P., FEIGIN, M.V. & ERVIE, Y.G. (1967). – New major oil and gas areas of young platform of the USSR. – Proc. 7th World Petroleum Congr. (Mexico), **2**, 101-108.

MOODY, J.D. (1975). – Distribution and geological characteristics of giant oil fields. – *In :* FISCHER, A.G. & DISDSON, S. (ed.); Princeton Univ. Press, 322 p.

MOODY, J.D. & ESSER, R.W. (1975). – An estimate of the world's recoverable crude oil resource. – Proc. 9th World Petroleum Congr. (Tokyo), **3**, 11-20, 5 tabl.

MOODY, J.D. (1979). – Outlook for world hydrocarbon industry (not published).

MORGRIDGE, D.L. & SMITH Jr., W.B. (1972). – Geology and discovery of Prudhoe Bay. – *Mem. amer. Assoc. Petroleum Geol.,* **16**, 489-501, 18 fig.

MORRISON, R.R. *et al.* (1971). – Potential of Sacramento Valley gas province. – *Mem. amer. Assoc. Petroleum Geol.,* **15**, 329-338, 8 fig.

MOSSOP, G.D. (1980). – Facies control on bitumen saturation in the Athabasca oil sands. – *Mem. canad. Soc. Petroleum*, **6** 609-632.

MURRAY, G.E. (1956). – Geological occurrence of oil and gas in Gulf Coastal province. – *In :* Symposium sobre yacimentos... Int. geol. Congr., 20th Sess. (Mexico), **3**, 235-290.

MURRAY, G.E., KACZOR, M.J. & McARTHUR, R.E. (1980). – Indigenous Precambrian Petroleum Revisited. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **64**, 10, 1681-1700, 15 fig.

MURRIS, R.J. (1980). – Hydrocarbon habitat of the Middle East. – *Mem. canad. Soc. Petroleum Geol.*, **6**, 765-800.

MYERS, J.D. (1968). – Differential pressure trapping mechanism in Gulf Coast oil and gas fields; – *Gulf Coast Assoc. geol. Soc.*, **18**, 56, 80-81.

NEHRING, R. (1978). – Giant oil fields and world oil resources. – Rand R 2284 Report for CIA.

NEHRING, R. (1980). – The outlook for world oil resources. – *Oil Gas J.*, oct. 27, 170-175.

NELSON, P.H.H. (1980). – Role of reflection seismics in development of Nembe Creek field, Nigeria. – *Mem. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **30**, 565-576, 8 fig.

NORTH, F.K. (1971). – Characteristics of oil provinces : a study for students. – *Bull. canad. Petroleum Geol.*, **19**, 3, 601-658, 2 fig., 7 tabl.

OSMATION, M.F. (1978). – Some fundamental aspects of plate tectonics bearing on hydrocarbon location. – *In :* HOBSON, G.D. (ed.) : Development in petroleum geology, **1**, 53-82, 14 fig. Science Publishers, London.

OSMENT, F.C., MORROW, R.M. & CRAIG, R.W. (1967). – Petroleum geology and development of the Cook Island Inlet basin of Alaska. – Proc. 7th World Petroleum Congr. (Mexico), **2**, 141-150, 4 fig.

OVANESOV, G.P. *et al.* (1973). – Prospects of discovering oil and gasfields in the Baku Archipelago. – *Petroleum Geol.*, **2**, 4, 1-4.

OWEN, E.W. (1975). – Trek of the oil finders : a history of exploration for petroleum. – *Mem. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **6**, 1, 647 p.

PARASCHIV, D. (1975). – Geologia Zacamintelor de hidrocarburi din România. – *Inst. Geol. si Geofi.*, Bucuresti, 363 pp.

PARASCHIV, O. & OLTEANU, G.H. (1972). – Oil fields in Mio-Pliocene zone of Eastern Carpathians (Ploesti). – *Mem. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **14**, 399-427, 13 fig.

PEAKE, E. *et al.* (1972). – The potential of Arctic sediments : hydrocarbons and possible precursors in Beaufort sediments. – *Int. geol. Congr., 24th Sess., Canada (Montreal)*, **5**, 28-37.

PEGRUM, R.M., REES, R. & NAYLOR, D. (1975). – Geology of the Northwest European continental shelf. **2** : The North Sea. – Graham Trotman Dudley Ltd., London, 225 pp.

PERRODON, A. (1961). – Sur la notion de province pétrolifère. – *Rev. Inst. franç. Pétrole*, **16**, 6, 659-677, 10 fig.

PERRODON, A. (1965). La persévérance récompensée ou exemples de quelques découvertes pétrolières difficiles. – *Rev. franç. Energie*, **170**, 345-349.

PERRODON, A. (1966). – Géologie du Pétrole. – Presses Univ. France, Paris, 440 p.

PERRODON, A. (1971). – Les provinces pétrolières de type paralique et récifal. – *Rev. Inst. franç. Pétrole*, **26**, 5, 423-438, 8 fig.; 6, 521-537, 20 fig.

PERRODON, A. (1972). – Essai de classification des bassins sédimentaires. – *Sci. de la Terre*, **16** (1971), 2, 197-227, 28 fig., 2 tabl., 1 pl.

PERRODON, A. (1972). – Provinces pétrolières : approches statistiques et géologiques de quelques types d'habitat de l'huile et du gaz. – Int. geol. Congr., 24th Sess., Canada (Montreal), **5**, 176-186, 6 fig.

PERRODON, A. (1978*a*). – Coup d'oeil sur les provinces géantes d'hydrocarbures. – *Rev. Inst. franç. Pétrole*, **33**, 4, 493-513, 9 fig.

PERRODON, A. (1978*b*). – Le pétrole demain ? – Ing. Géol., **28**, 3-8, 3 fig.

PERRY, E.A. Jr. & HOWER, J. (1972). – Late-stage dehydration in deeply buried pelitic sediments. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **56**, 10, 2013-2021, 8 fig.

PHILIPPI, G.T. (1965). – On the depth time and mechanism of petroleum generation. – *Geochim. cosmochim. Acta*, **29**, 9, 1021-1049.

PIPPIN, L. (1970). – Panhandle Hugoton field. – *Mem. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **14**, 204-222.

PORTER, J.W. & McCROSSAN (1975). – Basin consanguinity in Petroleum Resource estimation. – *In* : HAUN, J.D. (ed.) : *Studies in geology*, 1. – Methods of estimating the volume of undiscovered oil and gas resources, 50-75. Amer. Assoc. Petroleum. Geol.

POWERS, M.C. (1967). – Fluid-release mechanisms in compacting marine mudrocks and their importance in oil exploration – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **51**, 7, 1240-1254.

PULUNGONNO, A. (1976). – Recent Knowledge of hydrocarbon potentials in sedimentary basins of Indonesia. – *Mem. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **25**, 239-249, 7 fig.

PYE, W.D. (1957). – Habitat of oil in Northern Great Plains and Rocky Mountains. – *In* : WEEKS, L.G. : Habitat of oil, 178-224. Amer. Assoc. Petroleum. Geol.

RAINWATER, E.H. (1972). – Petroleum in deltaic sediments. – Int. geol. Congr., 24th Sess., Canada (Montreal), **5**, 105-113, 6 fig.

RAYNAUD, J.F. & ROBERT, P. (1976). – Les méthodes d'étude optique de la matière organique. – *Bull. Centre Rech. Pau-SNPA*, **10**, 1, 109-127, 1 fig., 2 tabl., 4 pl.

REEVES, F. (1928). – The carbon ratio theory in the light of Hilt's law. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **12**, 8, 795-823, 5 fig.

RENZ, H.H. *et al.* (1958). – The eastern Venezuelan basin. – *In* : WEEKS, L.G. (ed.) : Habitat of Oil, 551-600, 21 fig.

RENZ, H.H. *et al.* (1963). – La cuenca oriental de Venezuela. Aspectos de la industria petrolera en Venezuela. – 1er Congr. venez. Petróleo (Caracas), 100-189.

REYRE, D. (1960). – Particularités géologiques des bassins côtiers de l'Ouest Africain. – *In* : Bassins sédimentaires du littoral africain. Symposium Ass. Serv. Géol. afric., Paris, 1, 253-304.

REYRE, D. *et al.* (1966). – Evolution géologique du bassin gabonais. – *In* : Bassins sédimentaires du littoral africain. Symposium, Ass. Serv. Géol. afric. Paris, 1, 171-191, 12 fig.

RICE, D.D. & CLAYPOOL, G.E. (1981). – Generation, accumulation and resource potential of biogenic gas. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **65**, 1, 5-25, 11 fig.

RICHE, Ph. & PRESTAT, B. (1981). – Paléogéographie du Crétacé moyen du Proche et Moyen-Orient et sa signification pétrolière. – Proc. 10th World Petroleum Congr. (Bucharest), **2**, 57-75, 11 fig.

ROBERT, P. (1971). – Etude pétrographique des matières organiques insolubles par la mesure de leur pouvoir réflecteur. – *Rev. Inst. franç. Pétrole*, **24**, 2, 105-135, 15 fig.

ROBERTS, J.M. (1970). – Amal field, Libya. – *Mem. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **14**, 438-448.

ROGERS, M.A. *et al.* (1972). – An explanatory and predictive model for the alteration of crude oils in reservoirs in the Western Canada Basin. – Int. geol. Congr., 24th Sess., Canada (Montreal), **5**, 48-55, 5 fig.

RONA, P.A. (1973). – Relations between rates of sediment accumulation on continental shelves, sea-floor spreading and eustacy. – *Bull. geol. Soc. Amer.*, **84**, 2852-2872, 16 fig.

RONOV, A.B. (1958). – Organic carbon in sedimentary rocks. – *Geochemistry*, **5**, 497-509.

ROUCHET, J. du (1980). – Une explication paléoclimatique des grands gisements superficiels de gaz sec du Nord de la Sibérie Occidentale. – *Bull. Centres Rech. Explor.-Prod. Elf-Aquitaine*, **4**, 1, 119-142, 11 fig.

ROVNIN L.I. *et al.* (1975). – Laws governing oil and gas accumulations in West Siberia. – Proc. 9th World Petroleum Congr. (Tokyo), **3**, 141-147, 4 fig.

RUSSEL, W.L. (1925). – Relation between isocarbs and oil and gas production in Kentucky. – *Econ. Geol.*, **20**, 3, 249-260, 2 fig.

SABINS, F.F. (1972). – Comparison of Bisti and Horseshoe Canyon stratigraphic traps, San Juan Basin. – *Mem. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **16**, 610-622, 10 fig.

SAID, R. (1962). – The Geology of Egypt. – Elsevier, Amsterdam.

SALEHI, I. & PUJOL, P. (1979). – Recent huge gas discoveries in Kangan area, Iran. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **63**, 3, 520 (abstract).

St-JOHN, B. (1980). – Sedimentary basins of the world and giant hydrocarbon accumulations. – *Amer. Assoc. Petroleum Geol.* 1 map.

SANFORD, R.M. (1970). – Sarir field, Libya – *Mem. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **14**, 449-476.

SAPPENFIELD, L.W. (1974). – Indonesian geology and petroleum potential. – Exploration and Economics of Petroleum Industry, **12**, 169-195, Matthew Bender, New-York.

SCHERER, F.C. (1980). – Exploration in East Malaysia over the past decade. – *Mem. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **30**, 423-440, 13 fig.

SELLEY, R.C. (1978). – Deltaic facies and petroleum geology. – *In* : HOBSON, G.D. (ed.) : Developments in petroleum geology, **1**, 197-224. Applied Science Publ., London.

SETUDEHNIA, A. (1978). – The Mesozoic sequence in southwest Iran and adjacent areas. – *J. Petroleum Geol.*, **1**, 1, 3-42, 26 fig.

SHIBAOKA, M., SAXBY, J.D. & TAYLOR, G.H. (1978). – Hydrocarbon generation in Gippsland Basin, Australia. Comparison with Cooper Basin, Australia. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **62**, 7, 1151-1158, 9 fig.

SIMONSON, R.R. (1958). – Oil in the San Joaquim valley. – *In* : WEEKS, L.G. (ed.) : *Habitat of Oil*, 99-112. Amer. Assoc. Petroleum Geol.

SINERIZ, B.G., QUEROL, R., CASTILLO, F. & ARRIBAS, J.R.F. (1979). – A new hydrocarbon province in western Mediterranean. – Proc. 10th World Petroleum Congr., (Bucharest), **2**, 191-197, 8 fig.

SMITH, J.E. (1971). – Relationship between petroleum reservoir rocks and source rocks. – *J. Inst. Ass. Math. Geol.*, **3**, 2, 183-192.

SOEPARJADI *et al.* (1975). – Exploration play concepts in Indonesia. – Proc. 9th World Petroleum Congr. (Tokyo), **3**, 51-64, 8 fig.

SMIRNOV, L.P. (1958). – Oil-bearing basins on eastern of the Russian platform. – *In* : WEEKS, L.G. (ed.) : *Habitat of Oil*, 1168-1181. Amer. Assoc. Petroleum Geol.

SOKOLOV, V.Y. *et al.* (1973). – The Shatlysk giant gas deposit in East Turkmenia. – *Soviet Geol.*, **2**, 66-75.

SPILLERS, J.P. (1965). – Distribution of hydrocarbons in South Louisiana by types of traps. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **49**, 3, 358 (abstract).

STANLEY, T.B. (1970). – Vicksburg Fault zone, Texas. – *Mem. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **14**, 301-308.

STAPLIN, F.L. (1969). – Sedimentary organic matter, organic metamorphism oil and gas occurrence. – *Bull. canad. Petroleum Geol.*, **17**, 1, 47-66, 2 fig.

STEWART, G. (1981). – Mexico's giants enter their second decade. *World Oil*, Feb. 1, 59-66.

TARLING, D.H. (1973). – Continental drift and reserves of oil and natural gas. – *Nature*, **243**, June 1, 277-279.

TATSCH, J.H. (1974). – Petroleum deposits. – Tatsch, Sudbury; 378 p.

TENAILLE, M., BURGER, J.J. & PERRODON, A. (1975). – Algeria - Trek of the oil finders. – *Mem. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **6**, 1450-1471.

TERRY, C.E. & WILLIAMS, J.J. (1969). – The Idriss « A » bioherm and oil field. – *In* : The Exploration for Petroleum in Europe and N Africa, 31-48. The Institute of Petroleum; Adlard and Son Ltd, Dorking, U.K.

THOMAS, T.M. (1975). – Search for hydrocarbons in shelf seas of NW Europe : Progress and Prospects. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **59**, 4, 573-617, 20 fig.

THOMPSON, T.L. (1976). – Plate tectonics in oil and gas exploration of continental margins. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **60**, 9, 1463-1501, 41 fig.

THRALLS, W.H. & HASSON, R.C. (1956). – Geology and oil resources of eastern Saudi Arabia. – *In* : Symposium sobre yacimientos de petróleo..., **2**, 9-32. – Int. geol. Congr., 20th Sess., Mexico.

TIMKO, D.J. & FERTL, W.H. (1971). – Relationship between hydrocarbon accumulation and geopressure and its economic significance. – *J. Petroleum Technol.*, August, 923-933, 19 fig.

TIPSWORD, H.L. *et al.* (1971). – Possible future petroleum potential of Lower Miocene-Oligocene. – *Mem. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **15**, 2, 836-854.

TIRATSOO, E.N. (1976). – Oil fields of the World. 2nd ed. – Scientific Press, Beaconsfield.

TISSOT, B., CALIFET-DEBYSER, Y., DEROO, G. & OUDIN, J.L. (1971). – Origin and evolution of hydrocarbons in early Toarcian shales, Paris Basin. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **55**, 12, 2177-2193, 25 fig.

TRAVES, P.M. (1971). – Stratigraphic traps in the Roma area, Queensland, Australia. – Proc. 8th World Petroleum Congr. (Moscow), **2**, 275-284, 7 fig.

TROFIMUK, A.A. (1955). – Conditions that led to formation of oil fields in the Ural-Volga oil-bearing region. – Proc. 4th World Petroleum Congr. (Rome), 1, 731-736.

TROFIMUK, A.A. (1974). – Some important lessons from the discovery of the western Siberian oil and gas province. – *Geol. Geofiz.*, **15**, 5, 29-36.

VALITOV, N.B. (1972). – Regional variations in properties of oil, Tataria. – *Int. geol. Rev.*, **14**, 1, 54-64.

VASSOYEVICH, N.B. *et al.* (1972). – Sedimentary basins. – Int. geol. Congr., 24th Sess., Canada (Montreal), **5**, 187-194.

VERDIER, A.C., OKI, T. & SUARDY, A. (1980). – Geology of the Handil Field (East Kalimantan – Indonesia). *Mem. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **30**, 399-421, 23 fig.

VEST, E.L. (1970). – Oil fields of Pennsylvanian-Permian Horseshoe Atoll, W Texas. – *Mem. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **14**, 185-203.

VIDAL, J., JOYES, R. & VAN VEEN, J. (1975). – L'exploration pétrolière au Gabon et au Congo. – Proc. 9th World Petroleum Congr. (Tokyo), **3**, 149-165, 7 fig.

VIDAL, J. (1980). – Geology of Grondin field, Gabon – *Mem. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **30**, 570-590, 11 fig.

VIGRASS, L.W. (1968). – Geology of Canadian heavy oil sands. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **52**, 10, 1984-1999.

VINCELETTE, R.R. & SOEPARJADI, R.A. (1976). – Oil-bearing reefs in Salwati Basin of Irian Jaya, Indonesia. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **60**, 9, 1448-1462, 13 fig.

VINIEGRA, F. *et al.* (1970). – Golden Lane fields. – *Mem. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **14**, 309-325.

VINIEGRA, F. (1981). – Great carbonate bank of Yucatan, Southern Mexico. – *J. Petroleum Geol.*, **3**, 247-278.

VINKOVETSKY, Y. (1979). – Why are larger deposits discovered first ? – (Not published).

WALLIS, W.E. (1967). – Offshore petroleum exploration Gippsland and Bass Basins. – Proc. 7th World Petroleum Congr. (Mexico), **2**, 783-791, 8 fig.

WALMSLEY, P.J. (1975). – Oil and gas developments in the North Sea. – Proc. 9th World Petroleum Congr. (Tokyo), **3**, 131-140, 8 fig.

WALMSLEY, P.J. (1977). – Ten years in the North Sea with B.P. – *Pétrole et Technique*, **241**, 7-20, 13 fig.

WALTERS, L.J. Jr. & GEORGE, D.T. (1979). – Effects of source material and thermal maturation on chemical composition of Gulf Coast crude oils. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **63**, 3; 547 (abstract).

WATSON, J.M. & SWANSON, C.A. (1975). – North Sea - Major petroleum province. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **59**, 7, 1098-1112, 17 fig.

WEBER, K.J. (1971). – Sedimentological aspects of oil fields in the Niger Delta. – *Geol. en Mijnb.* **50**, 3, 559-576.

WEBER, K.J. & DAUKORU, E. (1975). – Petroleum Geology of the Niger Delta. – Proc. 9th World Petroleum Congr. (Tokyo), **2**, 209-221, 7 fig.

WEBER, K.J. *et al.* (1978). – The role of faults in hydrocarbon migration and trapping in Nigerian growth fault structures. – 10th ann. offshore Technol. Conf. (Houston, 8-10 May 1978) (preprint) OTC 3356, **4**, 2643-2653.

WEEKS, L.G. (1952). – Factors of sedimentary basin development that control oil occurrence. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **36**, *11*, 2071-2124.

WEEKS, L.G. (1958). – Habitat of oil and factors that control it. – *In* : WEEKS, L.G. (ed.) : *Habitat of Oil*, 1-61. Amer. Assoc. Petroleum Geol.

WEEKS, L.G. (1961). – Origin, migration and occurrence of petroleum. – *In* : Petroleum Exploration Handbook, 5.1-5.50. McGraw Hill, New York.

WEEKS, L.G. (1969). – Offshore petroleum developments and resources. – *J. Petroleum Technol.*, April, 377-385.

087143

WEEKS, L.G. (1971). – Marine geology and petroleum resources. – Proc. 8th World Petroleum Congr. (Moscow), **2**, 99, 106, 2 tabl.

WEEKS, L.G. (1972). – Critical interrelated geologic, economic and political problems facing the geologist, petroleum industry and nation. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **56**, 10, 1919-1930.

WEEKS, L.G. (1975). – Potential Petroleum Resources. – *In* : HAUN, J.D. (ed.) : Studies in geology. 1. - Methods of estimating the volume of undiscovered oil and gas resources, 31-49. Amer. Assoc. Petroleum Geol.

WENGER, R. (1973). – Le bassin sédimentaire gabonais et la dérive des continents. – 27th Brazilian Geol. Cong. Proc., 3, 13-52.

WENNEKERS, J.H.L. (1958). – South Sumatra basinal area. – *In* : WEEKS, L.G. (ed.) : *Habitat of Oil*, 1347-1358, 8 fig. Amer. Assoc. Petroleum Geol.

WHITLE, A.P. & SHORT, G.A. (1978). – The petroleum geology of the Tembungo field, East Malaysia. – Offshore S.E. Asia Conf. – SE Asian Petroleum Explor. Soc. Session (preprint).

WIJNE, D.H. van, LUTZ, M. & KASSCHIETER, J.P.H. (1980). – The Rotliegend in the Netherlands and its gas accumulation. – Geol. Mijn. **59**, 1, 3-24, 18 fig.

WILCOX, R.E., HARDING, T.P. & SEELY, D.R. (1973). – Basic wrench tectonics. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **57**, 1, 74-96, 16 fig.

WINNOCK, E. & MERMOD, P. (1975). – Libye : le gisement de Magid A. – *Rev. Assoc. franç. Techn. Pétrole*, **234**, 11-18, 11 fig.

YARBOROUGH, H. (1971). – Sedimentary environments and the occurrence of major hydrocarbon accumulations. – *Trans. Gulf. Coast Assoc. Geol. Soc.*, **5**, 21-82.

YERKES, R.F. *et al.* (1965). – Geology of the Los Angeles Basin, California : an introduction – *U.S. geol. Surv. prof. Pap.*, **420 A**, A 1-A 57.

YOUNG, G.A. (1971). – Exploring for stratigraphic traps in the Oficina area. – Proc. 8th World Petroleum Congr. (Moscow), **2**, 249-257, 8 fig.

ZAMBRANO, E. *et al.* (1970 et 1971). – Paléogéographie et synthèse pétrolière du Vénézuéla occidental. – *Rev. Inst. franç. Pétrole*, **25**, 12, 1449-1492, **26**, 1, 50-72.

ZIEGLAR, D.L. & SPOTTS, J.H. (1978). – Reservoir and source-bed history of Great Valley, California. – *Bull. amer. Assoc. Petroleum Geol.*, **62**, 5, 813-826, 16 fig.

ZIEGLER, P.A. (1977). – Geology and hydrocarbon provinces of the North Sea. *Geol. J.* 1, 7-31, 15 fig.

ZIEGLER, P.A. (1980*a*). – Hydrocarbon provinces of the North West European basin. – *Mem. canad. Soc. Petroleum Geol.*, **6**, 653-706.

ZIEGLER, P.A. (1980*b*). – Northwestern Europe : subsidence patterns of post variscan basins. – Int. geol. Congr., 26th Sess., Paris, Colloque **C6**, 249-280, 10 fig.

ZIEGLER, P.A. (1981). – Evolution of sedimentary basins in North West Europe. – *In : Petroleum Geology of NW Europe*, 3-39, 17 fig. – Inst. Petroleum, London.